

Tiago Rabelo Chaves

**SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO EM MICRORREDES DE  
MÉDIA TENSÃO CONSIDERANDO MODELOS DETALHADOS  
DE FONTES RENOVÁVEIS OPERANDO EM MODO  
CONECTADO E ILHADO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
submetido ao Departamento de  
Engenharia Elétrica e Eletrônica da  
Universidade Federal de Santa  
Catarina para a obtenção do título de  
Bacharel em Engenharia Elétrica  
Orientador: Prof. Miguel Moreto, Dr.

Florianópolis  
2018

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor  
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária  
da UFSC.

Chaves, Tiago

SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO EM MICRORREDES DE  
MÉDIA TENSÃO CONSIDERANDO MODELOS DETALHADOS DE  
FONTES RENOVÁVEIS OPERANDO EM MODO CONECTADO E  
ILHADO / Tiago Chaves ; orientador, Miguel  
Moreto, 2018.

103 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro  
Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica,  
Florianópolis, 2018.

Inclui referências.

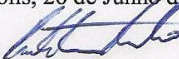
1. Engenharia Elétrica. 2. Microrrede. 3. Faltas  
em microrredes . 4. Curto circuitos. 5. Fontes  
renováveis. I. Moreto, Miguel . II. Universidade  
Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia  
Elétrica. III. Título.

Tiago Rabelo Chaves

**SIMULAÇÃO DE CURTO CIRCUITO EM MICRORREDES DE  
MÉDIA TENSÃO CONSIDERANDO MODELOS DETALHADOS  
DE FONTES RENOVÁVEIS OPERANDO EM MODO  
CONECTADO E ILHADO**

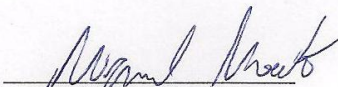
Este Trabalho foi julgado adequado para obtenção do Título de Bacharel  
em Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pela Banca  
Examinadora

Florianópolis, 26 de Junho de 2018.

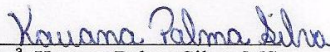


Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.  
Subcoordenador do Curso  
Universidade Federal de Santa Catarina

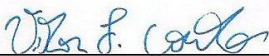
**Banca Examinadora:**



Prof. Miguel Moreto, Dr.  
Orientador  
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng.ª Kauana Palma Silva, MSc.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng.º Vitor Fernandes Couto, MSc.  
Universidade Federal de Santa Catarina



Este trabalho é dedicado aos meus queridos pais, minha querida irmã, minha namorada e meus colegas de classe.



## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço aos meus pais, Celso V. C. Campos e Jussara M. Rabelo, pelo apoio incondicional e também a minha irmã Amanda R. Chaves, que sempre esteve comigo, torcendo e compartilhando suas experiências. Camila, minha namorada e companheira, que suportou momentos difíceis e também dividiu comigo os muitos momentos de alegria.

Agradeço a todos os professores com quem tive o prazer de estudar e aprender durante o período de realização deste trabalho, em especial ao meu orientador Prof. Miguel Moreto que sempre me recebeu com grande disposição para esclarecer minhas dúvidas e teve fundamental participação no resultado deste trabalho de conclusão de curso.

Aos meus colegas e, principalmente, aqueles que se tornaram grandes amigos, com quem compartilhei e aprendi muito: Gabriel, Leonardo, Matheus, Murilo, Rodrigo, Vitor S. e Vitor da Silva.





“Não existe triunfo sem perda, não há vitória sem sofrimento, não há liberdade sem sacrifício”.  
(J.R.R. Tolkien)



## RESUMO

O presente trabalho de conclusão de curso trata de simulação de curtos circuitos em uma microrrede. Sendo a microrrede uma proposta de evolução da rede elétrica tradicional, este trabalho aborda sua estrutura, funcionamento e seu comportamento frente a situação de contingência. Por se tratar de uma inovação (poucas unidades implantadas completamente no Brasil) neste trabalho são feitas simulações de seu funcionamento e comportamento, para que se possa fazer a análise das consequências ocorridas devido a algum tipo de falta no sistema. Uma microrrede é modelada no programa de simulação PSCAD usando modelos detalhados dos conversores de frequência e das fontes de energia renovável. São realizadas diversas simulações estando a microrrede operando em modo ilhado e modo conectada à rede principal.

**Palavras-chave:** Microrrede, Faltas em microrredes, Curto circuitos, Fontes renováveis.



## ABSTRACT

The present work deals with simulation of short circuits in a microgrid. Since the microgrid is a proposal for the evolution of the traditional power grids, this work presents its structure, operation and its behavior in the face of the contingency situation. Since this is an innovation (few systems fully implemented in Brazil), simulations of its operation and behavior are carried out in order to analyze the consequences of some kind of fault. A microgrid is modeled in the PSCAD simulation program using detailed models of the frequency converters from renewable energy sources. Several simulations are performed with the microgrid operating isolated and connected to the main network.

**Keywords:** Microgrids. Fault in the microgrid. Microgrid islanded mode.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Diagrama de uma microrrede .....	29
Figura 2 - Diagrama unifilar da microrrede .....	37
Figura 3 - Representação do modelo pi acoplado no PSCAD.....	38
Figura 4 – Gerador eólico.....	39
Figura 5 – Gerador eólico DFIG .....	40
Figura 6 - Componente ‘PVMod2’ .....	41
Figura 7 – Visão geral do sistema fotovoltaico .....	41
Figura 8 – Gerador síncrono.....	43
Figura 9 - Diagrama unifilar com os pontos de aplicação de falta .....	44
Figura 10 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 3 .....	46
Figura 11 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 3.....	47
Figura 12 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 1 .....	48
Figura 13 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 1 .....	49
Figura 14 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 1 .....	50
Figura 15 – Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 1.....	51
Figura 16 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 1.....	52
Figura 17 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 1 .....	53
Figura 18 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 3 .....	54
Figura 19 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 3 .....	54
Figura 20 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 2.....	55
Figura 21 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 2 .....	55
Figura 22 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 2 .....	56
Figura 23 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 2.....	57
Figura 24 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 2.....	58

Figura 25 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 2 .....	59
Figura 26 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 2 .....	60
Figura 27 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 2 .....	61
Figura 28 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 2.....	62
Figura 29 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 2.....	62
Figura 30 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 3 .....	63
Figura 31 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 3 .....	64
Figura 32 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 3 .....	65
Figura 33 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 3.....	66
Figura 34 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 3.....	67
Figura 35 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 3 .....	68
Figura 36 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 3 .....	69
Figura 37 - Potência ativa (ativa) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 3.....	70
Figura 38 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso3.....	71
Figura 39 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 3.....	71
Figura 40 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 8 .....	72
Figura 41 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 8 .....	72
Figura 42 – Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 4.....	73
Figura 43 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 4.....	74
Figura 44 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 4.....	75



Figura 45 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 4.....	76
Figura 46 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 4.....	77
Figura 47 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 4 .....	78
Figura 48 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 7 e 8 .....	79
Figura 49 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 7 e 8 .....	79
Figura 50 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 5.....	80
Figura 51 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 5 .....	80
Figura 52 - Tensão no gerador eólico, caso 5.....	81
Figura 53 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 5 .....	82
Figura 54 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador eólico, caso 5.....	83
Figura 55 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 5 .....	83
Figura 56 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 5 .....	84
Figura 57 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 5 .....	84
Figura 58 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 5 .....	86
Figura 59 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 5.....	86
Figura 60 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso isolado da rede elétrica.....	87
Figura 61 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso isolado da rede elétrica .....	88
Figura 62 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso isolado da rede elétrica .....	89
Figura 63 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso isolado da rede elétrica.....	90
Figura 64 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso isolado da rede elétrica.	91

Figura 65 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso isolado da rede elétrica .	92
Figura 66 – Magnitude A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 4 e 5 .....	93
Figura 67 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 4 e 5 .....	93

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Potência ativa e reativa .....	38
Tabela 2 – Dados das linhas.....	100
Tabela 3 – Dados dos transformadores .....	100
Tabela 4 – Dados das cargas de dia.....	100
Tabela 5 – Dados das cargas de noite.....	100
Tabela 6 – Dados do gerador eólico .....	101
Tabela 7 – Dados do gerador eólico DFIG.....	101
Tabela 8 – Dados do gerador síncrono.....	101
Tabela 9 – Dados do sistema fotovoltaico.....	101
Tabela 10 – Magnitude e fase da tensão e da corrente no período de falta .....	102



## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

CA – Corrente Alternada  
CC – Corrente Contínua  
CHP – *Combined Heat and Power*  
DFIG – *Double Fed Induction Generator*  
GD – Geração Distribuída  
GPS – *Global Positioning System*  
LD - *Load*  
MPPT – *Maximum Power Point Tracking*  
MW – Megawatts  
PMU – *Phasor Measurement Units*  
PU – Sistema Por Unidade  
SCIG – *Squirrel Cage Induction Generator*  
SG – *Synchronous Generator*  
SP – *Solar Power*  
VSC – *Voltage Source Converter*  
WT – *Wind Turbine*



## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>25</b>
1.1	CONTEXTO .....	25
1.2	OBJETIVOS .....	25
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	26
<b>2</b>	<b>MICRORREDES .....</b>	<b>27</b>
2.1	INTRODUÇÃO .....	27
2.2	ARQUITETURA DE UMA MICRORREDE.....	29
2.3	MODOS DE OPERAÇÃO .....	30
2.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	30
<b>3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>	<b>32</b>
3.1	INTRODUÇÃO .....	32
3.2	CONCEITO DE GD .....	32
3.3	FONTES DE GD .....	34
3.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	35
<b>4</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>36</b>
<b>5</b>	<b>SISTEMA PROPOSTO.....</b>	<b>37</b>
5.1	INTRODUÇÃO .....	37
5.2	VISÃO GERAL DO SISTEMA PROPOSTO .....	37
5.3	GERADOR EÓLICO COM <i>SOFT START</i> .....	39
5.4	GERADOR EÓLICO DFIG .....	39
5.5	SISTEMA FOTOVOLTAICO .....	40
5.6	GERADOR SÍNCRONO (PEQUENA HIDRELÉTRICA)..	41
<b>6</b>	<b>RESULTADOS E SIMULAÇÕES .....</b>	<b>44</b>
6.1	INTRODUÇÃO .....	44
6.2	SIMULAÇÕES .....	44
6.3	RESULTADOS DE SIMULAÇÃO.....	45
<b>6.3.1</b>	<b>Conectado à rede elétrica principal.....</b>	<b>45</b>
6.3.1.1	Caso 1.....	46
6.3.1.2	Caso 2.....	54

6.3.1.3	Caso 3 .....	63
6.3.1.4	Caso 4 .....	71
6.3.1.5	Caso 5 .....	80
<b>6.3.2</b>	<b>Isolado da rede elétrica principal .....</b>	<b>85</b>
6.4	CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	93
<b>7</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>95</b>
7.1	SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS .....	96
	<b>REFERÊNCIAS.....</b>	<b>97</b>
	<b>APÊNDICE A – Dados do sistema proposto .....</b>	<b>100</b>



# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONTEXTO

Com o envelhecimento da estrutura da rede de distribuição de energia, tem-se a necessidade de renovação de tais infraestruturas. Uma proposta de evolução da rede elétrica que tem sido estudada é a microrrede. A microrrede de forma inteligente integra as ações de todos os usuários conectados a ela (geradores, consumidores e aqueles que exercem ambos os papéis) a fim de fornecer com eficiência, sustentabilidade, economia e segurança, a geração de eletricidade.

Microrredes compreendem sistemas de distribuição de baixa ou média tensão com recursos de energia distribuídos (microturbinas, eólica, fotovoltaica, etc.), juntamente com dispositivos de armazenamento (capacitores de energia e baterias) e cargas flexíveis. As fontes de energia renováveis são conectadas à rede elétrica através de inversores de frequência. Porém, as fontes de energia renováveis, por serem limitadas pela natureza física da fonte de energia primária, causam uma flutuação na injeção de potência na rede, sendo necessário um estudo deste impacto na rede elétrica e possíveis soluções para o caso.

As microrredes, por se tratarem de um novo conceito de rede elétrica, ainda tem poucas unidades implantadas completamente no Brasil, um exemplo é no Ceará em um condomínio [1]. Devido a isso, nesse trabalho são feitas simulações de seu funcionamento e comportamento ao sofrer algum tipo de falta no sistema, para que se possa fazer a análise das consequências desta, sendo esse o objetivo principal do trabalho.

## 1.2 OBJETIVOS

O objetivo geral deste trabalho é realizar um estudo acerca do comportamento de uma microrrede frente a situações de falta. Através de programas computacionais são feitas simulações no domínio do tempo deste sistema, análise de seu comportamento frente à perturbações e as consequências das contingências. Para atender ao objetivo geral, definem-se os seguintes objetivos específicos:

- Estudo sobre o conceito de microrrede e das principais fontes renováveis utilizadas;

- Escolha de uma estrutura de microrrede para as simulações;
- Simular faltas na microrrede operando em modo conectado e ilhado;
- Analisar e concluir acerca das simulações realizadas, visando identificar os impactos das faltas e dos modos de operações na microrrede.

### 1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Esse trabalho foi dividido em seis capítulos, conforme descrito a seguir.

O capítulo dois traz uma introdução ao tema de microrredes, introduzindo seus conceitos e suas características, seguido pela arquitetura de uma microrrede e, por fim, os modos de operação.

No capítulo três é apresentado o conceito de geração distribuída (GD). Também são apresentadas, de forma breve, as principais fontes utilizadas em geração distribuída e as fontes que foram utilizadas no sistema proposto para o trabalho.

No capítulo quatro é apresentado uma visão geral do sistema proposto para simular uma microrrede. Além do detalhamento de componentes e blocos utilizados na construção do sistema.

No capítulo cinco são apresentados os resultados e simulações obtidos. Aplicando, ao sistema proposto, faltas em diferentes pontos da microrrede, em diferentes períodos (dia e noite) e em diferentes modos de operação.

Por fim, o capítulo seis é dedicado às conclusões gerais e algumas sugestões para trabalhos futuros. Os dados do sistema proposto estão reunidos no apêndice A.

## 2 MICRORREDES

### 2.1 INTRODUÇÃO

Microrrede tem como característica um sistema integrado que consiste em recursos de energia distribuídos e várias cargas elétricas operando como uma rede única e autônoma, seja conectada à rede elétrica principal ou “ilhada” da rede. Na configuração mais comum, os recursos energéticos distribuídos são conectados em seus próprios alimentadores, que estão por sua vez ligados à rede em um único ponto de acoplamento comum [2].

No conceito de microrredes, há um foco no fornecimento local de eletricidade para cargas próximas, assim modelos agregadores que ignoram as localizações físicas de geradores e cargas não representam corretamente as microrredes. Uma microrrede é tipicamente localizada no nível de baixa tensão com capacidade de micro geração total instalada abaixo da faixa MW. Porém, há exceções: partes da rede de média tensão podem pertencer a uma microrrede para fins de interconexão [3].

Uma das características da microrrede é a possibilidade de operar de forma isolada da rede principal. Neste caso pode haver alteração no sentido do fluxo de potência e o aumento dos níveis de curto-circuito. Essas características, somadas à inclusão de geração distribuída em redes de distribuição em operação, tornam necessária uma análise dos efeitos causados no sistema de proteção. Um dos efeitos negativos que pode ocorrer em tal sistema é a descoordenação dos relés de proteção, podendo causar interrupções indevidas em pontos da rede que originalmente não seriam afetados pela falta [4]. Em síntese, o sistema de proteção deve ser bem diferente dos utilizados em redes de distribuição convencionais, sendo capazes de detectar uma ampla faixa de corrente de falta e reconhecer correntes de faltas bidirecionais [5].

Um aspecto considerado nesse trabalho é a probabilidade de obtenção de medidas fasoriais. Atualmente, pode-se considerar o uso de sistemas de medição fasorial sincronizada baseados em equipamentos denominados PMU's (*“Phasor Measurement Units”*) [6]. A PMU realiza a aquisição das tensões e correntes das barras do sistema, processa os dados amostrados, efetuando assim a medição das grandezas fasoriais, para, em seguida, enviá-las ao concentrador de dados. Todas as medidas são realizadas com base no mesmo instante de tempo, a partir da fonte de sincronização fornecida por um sinal de Pulso Por Segundo do GPS (*“Global Positioning System”*). Assim, o sistema

realiza as medidas de magnitude e ângulo das tensões nas barras, obtendo o conhecimento do real estado do sistema elétrico [7].

Uma grande vantagem do conceito de microrrede em relação a outras soluções “inteligentes” reside na capacidade de lidar com interesses conflitantes de diferentes partes interessadas, de modo a chegar a uma decisão de operação globalmente ideal para todos os participantes envolvidos.

A microrrede pode compensar a flutuação das fontes de energias renováveis com suas próprias unidades de armazenamento ou reservas de geração externa (quando conectada à rede), tornando-se mais confiáveis e segura contra falhas e *blackouts* [3].

A penetração dos recursos energéticos distribuídos está aumentando em todo o mundo. Os regimes de apoio para as fontes de energias renováveis já asseguram a rentabilidade básica desses recursos distribuídos. As futuras reduções de custo de micro geração e armazenamento podem tornar as microrredes comercialmente competitivas. Em qualquer caso, o custo adicional para transformar uma linha de distribuição com recursos energéticos distribuídos em uma microrrede envolve apenas os custos de controle e de comunicação relevantes. Estes são facilmente compensados pelas vantagens econômicas da gestão coordenada.

Algumas vantagens técnicas e econômicas da microrrede são:

Quanto à questão ambiental, apesar de já reconhecido, vale ressaltar que uma microrrede teria muito menos impacto ambiental [3] do que as grandes centrais geradoras convencionais.

Quanto à questão de operação e investimento, a redução da distância física entre micro geradores e cargas pode contribuir para [3]:

- I. Melhoria do suporte de reativo de todo o sistema, aumentando assim o perfil de tensão;
- II. Redução do congestionamento do alimentador de transmissão e distribuição;
- III. Redução das perdas de transmissão e distribuição;
- IV. Redução / adiamento de investimentos na expansão de sistemas de transmissão e geração por meio da adequada gestão de ativos.

Quanto à qualidade de energia, a melhoria na qualidade e confiabilidade de energia é obtida devido a [3]:

- I. Descentralização da oferta;
- II. Melhor correspondência entre oferta e demanda;
- III. Redução do impacto de grandes interrupções de transmissão e geração.

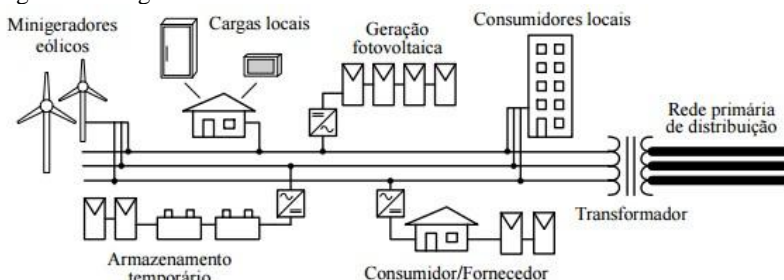
Algumas desvantagens da microrrede são [3]:

- I. Custos elevados de recursos energéticos distribuídos, o custo pode ser reduzido através de subsídios do governo para encorajar o investimento na área;
- II. Dificuldades técnicas, falta de experiência técnica no controle de um grande número de micro-fontes *plug-and-play*;
- III. Ausência de padrões, padrões ainda não estão disponíveis para lidar com problemas de operação e proteção;
- IV. Barreiras administrativas e legais, na maioria dos países não há legislação e regulamentos padrão disponíveis para regular a operação das microrredes.

## 2.2 ARQUITETURA DE UMA MICRORREDE

A figura 1 representa a estrutura típica de uma microrrede. Ela permite a integração de um grande número de fontes renováveis distintas com a rede elétrica sem a necessidade de mudanças na estrutura dos sistemas elétricos de potência existentes [8].

Figura 1 - Diagrama de uma microrrede



Fonte: [8]

Uma análise mais detalhada da figura 1 permite identificar os seguintes elementos básicos de uma microrrede:

- Fontes de geração distribuídas: no diagrama possui quatro fontes de geração distribuída, sendo um sistema eólico e três sistemas de geração de energia fotovoltaica;
- Sistema de armazenamento: no caso da figura 1, formado por um banco de baterias sendo alimentado por uma fonte fotovoltaica;

- Geração fotovoltaica no telhado de casas: casas passam a ser também fornecedores de energia sempre que a sua demanda for menor que a potência gerada. Passando a exercer os dois papéis, o de consumidor e fornecedor.

## 2.3 MODOS DE OPERAÇÃO

As microrredes possuem dois modos de operação: interligada (ou normal) e ilhada (ou isolada). Em condições normais, ela opera no modo conectado à rede (operação interligada). Em casos de distúrbios, situação de emergência ou durante faltas, os circuitos da rede que contem geradores devem se separar (operação ilhada) alimentando cargas prioritárias [3][9].

Em caso de ilhamento, necessita-se um estudo de despacho de carga para decidir quais elementos do sistema ficam acoplados a cada rede. Através do monitoramento das variáveis do sistema, o controlador central deve garantir a otimização do sistema, utilizando o módulo geral para fazer o despacho. Cada gerador possui um módulo local encarregado de suprir as demandas nas proximidades do gerador [10].

A fim de conseguir uma operação em ilhas de longo prazo, uma microrrede deve satisfazer exigências elevadas em termos de tamanho de armazenamento e capacidade de micro geradores para o fornecimento contínuo de todas as cargas. Caso contrário, precisa depender de uma flexibilidade significativa da procura. Neste último caso, os benefícios da confiabilidade podem ser quantificados a partir de isolamento parcial de cargas importantes.

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tecnicamente, uma microrrede é um grupo autônomo de controláveis *plug-and-play*, micro-fontes e dispositivos de armazenamento de energia que são colocados e operados de forma ideal para o benefício dos clientes. As micro-fontes são em geral renováveis. Dispositivos de armazenamento são incorporados através da gestão do lado da demanda para permitir a operação flexível das micro fontes.

A microrrede também beneficia a rede principal, diminuindo o congestionamento, aliviando as necessidades imediatas de aumento de geração, aumentando a estabilidade do sistema, respondendo a rápidas mudanças nas cargas e mantendo a qualidade da oferta para a satisfação do cliente.

Podem operar independentemente como ilhas autônomas, porém são normalmente conectadas à rede elétrica principal, sendo capazes de se isolar destes últimos em caso de qualquer perturbação na rede principal. Isso garante um desempenho econômico e estável, desde que sistemas de controle e proteção adequados estejam presentes. Para dar subsídios ao desenvolvimento desses sistemas que esse trabalho é proposto.

## 3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

### 3.1 INTRODUÇÃO

Neste capítulo é apresentada uma revisão bibliográfica do conceito de geração distribuída (GD) e suas aplicações em redes de distribuição. Também são apresentados alguns tipos de fontes utilizadas em GD.

### 3.2 CONCEITO DE GD

Atualmente o sistema elétrico de potência é baseado predominantemente por uma estrutura hierarquizada e centralizada. Algumas questões técnicas, ambientais, sociais e econômicas conduziram ao interesse na integração de unidades de geração de energia elétrica utilizando fontes de mais baixa capacidade conectadas a níveis de tensão mais baixos, iniciando assim o que é denominado de GD [11].

As unidades de GD são geralmente conectadas às redes de distribuição. Elas apresentam também alguns serviços auxiliares: realizar o controle de tensão ou compensação de potência reativa e capacidade de *black start* e reserva girante. Estes dois últimos são definidos respectivamente como processo de restauração de uma estação de energia elétrica sem depender da rede externa de transmissão de energia elétrica e diferença entre potência total efetiva das centrais geradoras que já se encontram sincronizadas, num dado momento, no sistema e a demanda total do sistema.

A utilização de GD pode trazer muitos benefícios para a sociedade. Tais benefícios podem ser separados em benefícios locais e benefícios globais.

Alguns benefícios locais serão citados abaixo:

- No caso de crescimento da demanda, apresenta maior simplicidade na implementação de uma unidade de GD comparado a expansão das redes de transmissão e distribuição;
- Aumento da confiabilidade do suprimento de energia elétrica para os consumidores localizados próximos ao ponto de conexão da unidade de GD com a rede;
- Com a existência de reservas de GD, aumenta-se a estabilidade do sistema;



- Redução das perdas e custos no sistema de transmissão;
- Possível venda de excedente de geração, caso o consumidor venha a consumir menos do que ele gera de energia, ele poderá vender esse excedente no mercado de energia elétrica.

Alguns benefícios globais serão citados abaixo:

- Redução de impactos ambientais causado pela geração de energia elétrica utilizando combustíveis menos poluentes;
- Maior eficiência energética, pois utiliza a GD e a geração centralizada;
- Maior número de agentes envolvidos no processo de comercialização, aumentando a concorrência em mercados de energia elétrica.

A inclusão de unidades de GD poderá causar problemas a rede de distribuição relacionados à coordenação da proteção. Alguns problemas como ilhamento indesejado e proteções que não atuam, pois o nível de corrente de curto-circuito é muito baixo para sensibilizar a proteção. Problemas com o fechamento indevido das proteções após a atuação devido a falhas temporárias.

Um dos pontos negativos da inclusão de unidades de GD é a possibilidade de reversão no sentido dos fluxos de potência, este fato faz com que as estruturas convencionais de proteção apresentem um comportamento inadequado. Dessa forma, os novos sistemas de proteção devem garantir seu funcionamento adequado mesmo que venha ocorrer a reversão dos sentidos dos fluxos de potência [12].

Uma solução para este problema é a instalação de proteções individuais para cada unidade de GD para caso venha ocorrer algum defeito. A unidade, dessa forma, pode se desconectar da rede e a proteção atuará de forma adequada conforme projetada. Porém, com o desenvolvimento da GD, o seu nível de penetração na rede irá aumentar e a solução proposta anteriormente não será mais eficiente. Desta forma, uma das soluções propostas é a utilização do sistema *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA). Assim, seria possível obter uma coordenação dinâmica dos dispositivos de proteção de forma a minimizar a área a ser isolada em caso de defeito [13].

### 3.3 FONTES DE GD

São apresentadas, de forma breve, as principais fontes utilizadas em GD e as fontes que foram utilizadas no sistema proposto nesse trabalho (sistema que será explicado no capítulo seguinte).

- Turbinas Eólicas: fonte renovável de energia capaz de substituir a utilização de combustíveis fósseis para a geração de energia elétrica. Com o passar dos anos o custo para a construção vem sofrendo uma redução e a sua confiabilidade e desempenho melhoraram, tornando-se muito popular. Dois tipos de geradores foram utilizados no trabalho, *Squirrel Cage Induction Generator* (SCIG) e o *Double Fed Induction Generator* (DFIG). Os primeiros aerogeradores comerciais foram os do tipo SCIG, pois eles apresentam maior robustez, pouca manutenção e baixo custo. O SCIG opera com uma velocidade fixa, a qual é determinada pela frequência da rede em que ele se encontra conectado. No sistema proposto para o trabalho, o SCIG é conectado à rede elétrica através do conversor tipo *soft start*, o qual permite uma redução da corrente transitória de magnetização do gerador de indução. O DFIG possui tanto os enrolamentos do campo magnético quanto os enrolamentos da armadura conectados separadamente ao equipamento fora da máquina. Ao fornecer uma alimentação CA de frequência ajustável para os enrolamentos de campo, o campo magnético pode girar, permitindo a variação na velocidade do gerador. O DFIG é conectado à rede através do conversor *back-to-back*, o qual permite variar a velocidade de operação do gerador, trazendo como benefícios a máxima extração de potência e a redução do estresse mecânico;
- Sistema fotovoltaico: consiste no arranjo de painéis solares para absorver e converter a luz do sol em eletricidade. A conexão do sistema fotovoltaico com a rede elétrica necessita da utilização de conversores baseados em eletrônica de potência. Para um melhor desempenho do sistema é utilizado um sistema de rastreamento solar, para um maior aproveitamento da luz do sol;

- Pequena hidrelétrica: desenvolvida em uma escala menor comparada a uma usina hidrelétrica, com uma capacidade de geração entre 1 e 20 MW, utilizada para a geração de energia para uma comunidade e a indústria, ou para contribuir para a GD em uma rede elétrica regional;
- Células a combustíveis: geralmente utilizadas em sistemas *Combined Heat and Power* (CHP). Possui como principais vantagens ser altamente eficientes e pouco poluentes, como desvantagem apresenta ainda um custo alto [8].

### 3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo foram abordados alguns princípios básicos em relação ao conceito de GD. Iniciando com os aspectos relativos à definição do termo GD e, por fim, abordando brevemente sobre as principais fontes utilizadas na GD. Nota-se que a GD traz muitos benefícios, tanto na região em que é instalada quanto de forma global. Ao serem instaladas nas redes de distribuição atuais, as quais são baseadas em uma geração de energia centralizada, com fluxo de energia unidirecional, operando em alta tensão para o transporte de energia por longas distâncias, caracteriza um sistema passivo que é limitado a um determinado número de centros de geração para garantir o seu correto funcionamento. Assim, grande parte dos benefícios da GD se perde ao ser instalada em tais redes de distribuição. Para a maximização de tais benefícios necessita-se da modernização das redes de distribuição, tornando-as mais ativas, possuindo mais análises de medição, opções de operação e controle pelos operadores do sistema. Além de um fluxo de energia bidirecional, proporcionando também um ambiente adequado para uma participação mais ativa dos consumidores.

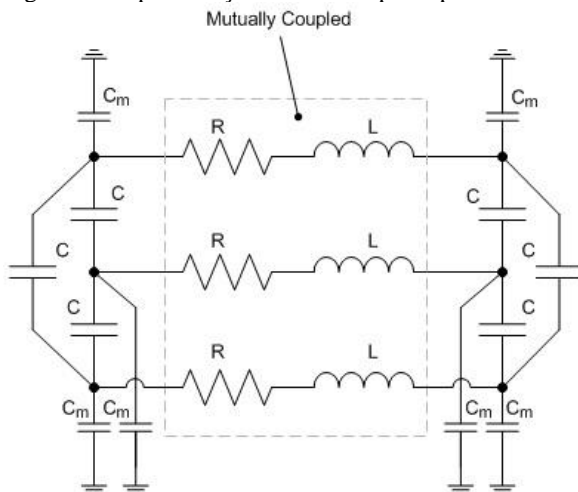
## 4 METODOLOGIA

Preliminarmente é feita uma revisão bibliográfica para uma contextualização e um entendimento melhor do problema proposto. A revisão bibliográfica é constituída do estudo sobre o funcionamento da microrrede, suas estruturas utilizadas, a conexão da geração distribuída na microrrede e o comportamento do sistema na ocorrência de uma falta. Esses são os principais tópicos do estudo. Outro estudo necessário é o do software PSCAD/EMTDC que é utilizado nas simulações do problema.

Após os estudos, é escolhida uma estrutura (sistema teste) de microrrede. Esta é utilizada nas simulações feitas no PSCAD/EMTDC. São realizadas simulações de diferentes tipos de faltas, em diferentes pontos do sistema. Além disso, é feita uma análise do seu comportamento. Os dados obtidos nas simulações podem auxiliar no desenvolvimento da análise do comportamento dinâmico da microrrede antes, durante e depois da ocorrência de uma falta.



Figura 3 - Representação do modelo pi acoplado no PSCAD



Fonte: [15]

Os modelos das fontes de energia renovável utilizados no sistema foram retirados do site do PSCAD [14], assim os modelos são inicializados para que em regime permanente apresentem potências parecidas com as da tabela 1.

Tabela 1 – Potência ativa e reativa

Fontes	Potência	
	P [kW]	Q [kVar]
Gerador Eólico	19.34	26.17
Gerador Eólico (DFIG)	59.82	7.644
Sistema Fotovoltaico	21.83	0.302
Gerador Síncrono	90.92	39.54

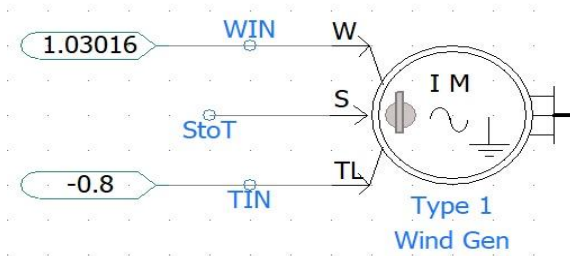
Fonte: [14]

Assim, dos dados da tabela anterior pode-se determinar que a microrrede é capaz de suprir aproximadamente uma potência de 247 KVA.

### 5.3 GERADOR EÓLICO COM *SOFT START*

Esta é uma turbina eólica de velocidade fixa com um gerador de indução de gaiola de esquilo. O gerador possui uma potência de 25 kVA e opera em uma tensão de linha de 0,6 kV com uma frequência de 60 Hz. A turbina eólica é representada pelo torque de entrada ( $T = -0,8$  PU) ao gerador. Este tipo de máquina de indução não pode se excitar. Portanto, para reduzir a quantidade de potência reativa extraída na máquina durante a partida, é utilizado um *soft start* baseado em tiristores [14].

Figura 4 – Gerador eólico

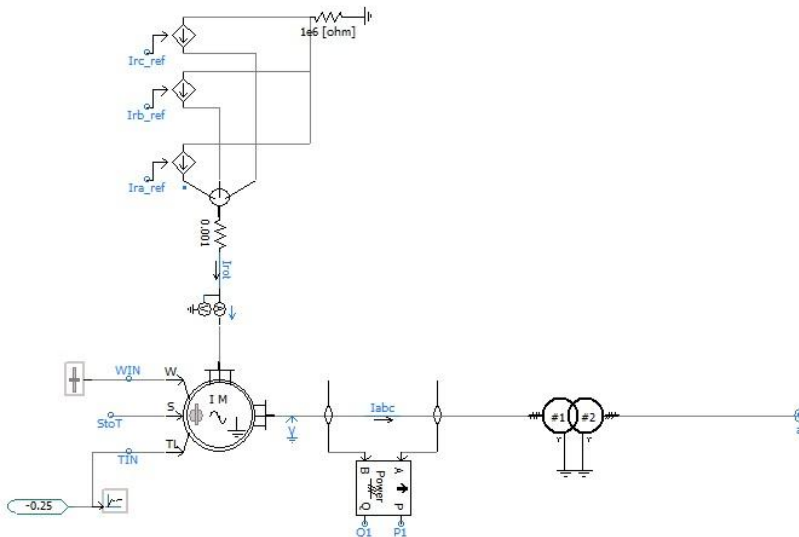


### 5.4 GERADOR EÓLICO DFIG

Esta é uma turbina eólica de velocidade variável com um gerador de indução de rotor duplamente alimentado. O gerador possui uma potência de 100 kVA e opera a uma tensão de linha de 0,6 kV com uma frequência de 60 Hz, e durante toda a simulação é mantido no modo de controle de velocidade, com a entrada W (velocidade) definida para a velocidade nominal por unidade, no valor de 1,03 PU. A turbina eólica é representada pelo torque de entrada ( $T = -0.25$  PU) ao gerador. Através do uso da eletrônica de potência, a potência reativa pode ser fornecida à máquina através do rotor. Portanto, não é necessário retirar energia reativa do sistema durante a partida [14].

Esta turbina eólica está localizada a 2 km do barramento do sistema e está conectada através de uma linha de transmissão de 25 kV (representada por uma seção em  $\pi$ ). A tensão é elevada até 25 kV ao longo da linha de transmissão e reduzida para 0,6 KV no gerador eólico [14].

Figura 5 – Gerador eólico DFIG



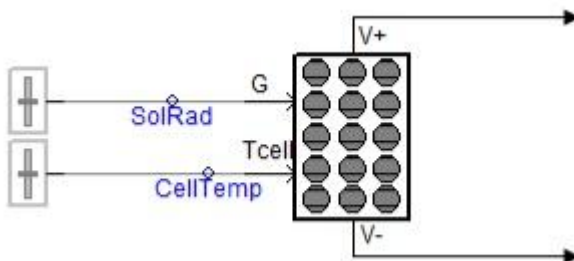
## 5.5 SISTEMA FOTOVOLTAICO

Os painéis solares são representados pelo componente 'PVMod2'. Os parâmetros da matriz e das células fotovoltaicas são mostrados na tabela 9. A irradiação solar e a temperatura da célula são entradas para o componente. Uma tensão contínua positiva e negativa é emitida a partir da matriz fotovoltaica e enviada para um conversor CC / CC (conversor *boost*) para a finalidade do rastreamento do ponto máximo de potência. Com base na potência de referência gerada pelo rastreador de ponto de potência máxima (MPPT), o qual utiliza o método de condutância incremental para o rastreamento, o conversor boost ajusta a corrente  $i_{pcHv}$  do barramento CC (figura 7). O conversor de fonte de tensão (VSC) controla a tensão contínua VDC2 e tenta manter seu valor de referência. Por exemplo, se a potência fotovoltaica aumentar devido a um aumento de irradiação no painel fotovoltaico, o conversor *boost* aumenta o seu ciclo de trabalho, para que seja extraída mais corrente do gerador fotovoltaico. Como resultado, a tensão do barramento CC VDC2 aumenta. Para manter o nível de tensão no barramento CC, o VSC retira mais corrente do barramento CC. Portanto, regulando a tensão do barramento CC e atendendo a referência de potência do MPPT. A tensão contínua é então enviada através de um



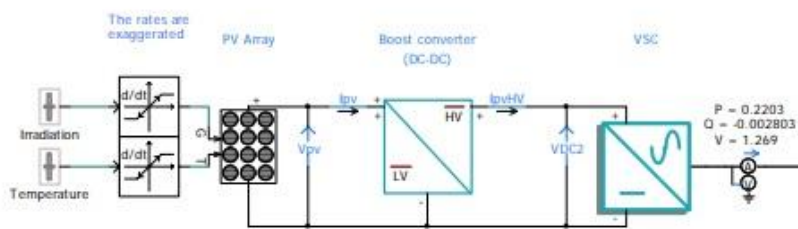
inversor, que o converte em uma tensão alternada com uma magnitude de aproximadamente 0,23 kV e uma frequência de 60 Hz. A tensão é então elevada usando um transformador 0.23 / 0.6 kV para conexão ao sistema.

Figura 6 - Componente 'PVMod2'



Fonte: [14]

Figura 7 – Visão geral do sistema fotovoltaico



Fonte: [16]

## 5.6 GERADOR SÍNCRONO (PEQUENA HIDRELÉTRICA)

Um gerador síncrono de polos salientes é conectado em um sistema de excitação, um regulador e em uma pequena turbina hidráulica que é inicializada para operar nas condições avaliadas. A quantidade de energia gerada pela turbina é controlada pelo regulador. O gerador síncrono possui uma potência aparente de 0,12 MVA, com uma tensão de linha de 0,6 kV e uma frequência de 60 Hz. Seus enrolamentos de campo estão conectados ao sistema de excitação, que é usado para magnetizar a máquina. Por isso, nenhuma potência reativa será extraída do sistema. O sistema de excitação é composto por três entradas e duas saídas, que serão descritas abaixo:

Entradas:

- Ef0: Essa entrada define a tensão do campo de saída para a máquina durante o período de inicialização. Ef0 pode ser definido pelo usuário ou pode ser definido de dentro da máquina síncrona conectada (através de um fio). Para as simulações do trabalho foi utilizada a segunda opção.
- [VT/IT]: Essa entrada é uma matriz de 3 elementos e recebe os dados da máquina síncrona conectada (desde que a máquina esteja configurada para produzir esses dados). VT é a tensão RMS do terminal. IT é a corrente do terminal da máquina síncrona e é complexa. O componente real da IT está em fase com o VT e o componente imaginário da TI está em quadratura com o VT.
- Vref: Esta entrada define a referência de tensão para os terminais da máquina síncrona. O valor pode ser derivado de um número de diferentes componentes, que podem incluir um controle deslizante, um componente constante real ou algum outro sinal. Para este trabalho o valor é derivado de um bloco cuja a operação é bastante direta: a entrada real é passada para a saída quando o *hold* é 0. Quando uma transição do sinal de *hold* de 0 para 1 é detectada, a saída é mantida nesse valor de amostra de entrada.

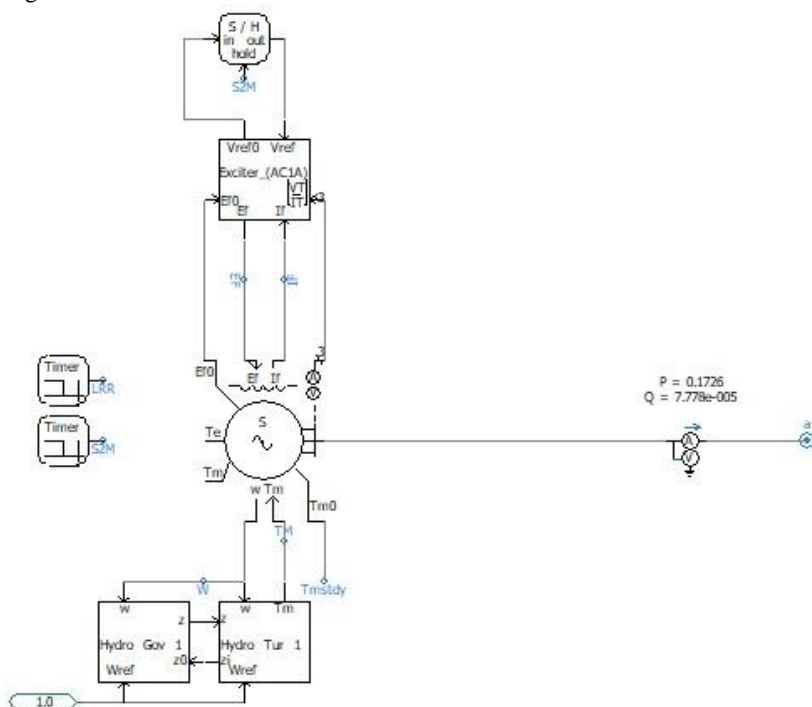
#### Saída:

- Ef: Esta saída é a tensão de campo calculada que é aplicada diretamente à máquina síncrona.
- Vref0: Esta saída é o valor inicializado da tensão de referência Vref.

As entradas para este modelo de turbina hidráulica são: por unidade de velocidade  $w$ ; referência de velocidade por unidade  $Wref$ ; posição da porta  $z$ . As saídas são o torque mecânico  $T_m$  (que é inserido na máquina síncrona) e a posição inicial da porta  $z_i$  (que é entrada para o regulador associado para inicialização).

O tipo de regulador utilizado no trabalho foi o regulador com controles mecânicos – hidráulicos. As entradas para esse componente são: a velocidade unitária  $w$ , a referência de velocidade por unidade  $Wref$  e a posição da porta durante a inicialização  $z_0$ . A saída é a posição da porta  $z$ .

Figura 8 – Gerador síncrono





sistema, no período noturno, não fornece energia à microrrede. Para a simulação durante o dia foram utilizados como parâmetros no sistema fotovoltaico, temperatura da célula fotovoltaica em 50 °C, e a irradiação solar em 438.1 W/m<sup>2</sup>, valores estabelecidos pelo exemplo do PSCAD [14] para obter os valores nominais da tabela 1. Já na parte da noite, a simulação não conta com a participação dos painéis solares, efetuando-se assim, a abertura dos disjuntores, os quais são modelados de forma ideal, que conectam os painéis solares à microrrede. O tempo de duração das simulações diurnas é de 1 s e, dentro desse tempo, tem-se a aplicação de uma falta de duração de 0,2 s (duração entre os intervalos de 0,3 s e 0,5 s). Já no período noturno, foram aplicadas faltas de duração de 0,4 s (duração entre os intervalos de 0,3 s e 0,7 s), com a mesma duração de tempo de simulação de 1 s.

No modo isolado da rede elétrica principal, o isolamento da microrrede ocorre com a abertura do disjuntor localizado na linha que conecta a barra 1 à barra 2. Fazendo com que a microrrede seja alimentada somente pelas microfontes a ela conectada. Este modo foi simulado somente no período diurno e com diferentes características de tempo de simulação: com uma simulação total de 9 s e uma aplicação de falta de duração de 0,2 s (duração entre os intervalos de 7,0 s e 7,2 s).

## 6.3 RESULTADOS DE SIMULAÇÃO

### 6.3.1 Conectado à rede elétrica principal

Nesta seção serão apresentados os resultados das simulações no domínio do tempo, realizadas nos períodos diurno e noturno com a microrrede conectada à rede principal durante todo o tempo de simulação. Essas simulações têm como objetivo: verificar o comportamento dinâmico da microrrede antes, durante e depois da ocorrência de uma falta. Para tanto, realizou-se simulações de cinco diferentes casos:

- Caso 1: falta monofásica na barra 3, período diurno;
- Caso 2: falta monofásica na barra 2, período diurno;
- Caso 3: falta trifásica na barra 2, período diurno;
- Caso 4: falta monofásica na barra 8, período diurno;
- Caso 5: falta monofásica na barra 2, período noturno.

Os valores dos gráficos de potência se encontram na base de 1 MVA.

### 6.3.1.1 Caso 1

Neste caso, ocorre uma falta monofásica na fase A da barra 3. Os eventos simulados nesse caso são listados a seguir.

A figura 10 e a figura 11 apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 3, respectivamente. Pode-se observar com mais detalhe as consequências da falta aplicada na fase A, em que sua magnitude caiu de aproximadamente 350 V para 21 V e a fase foi de  $0^\circ$  para  $-55.80^\circ$ . Os valores de magnitude e fase no período da falta foram medidos no instante 0,4 s, na metade da duração da falta.

Figura 10 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 3

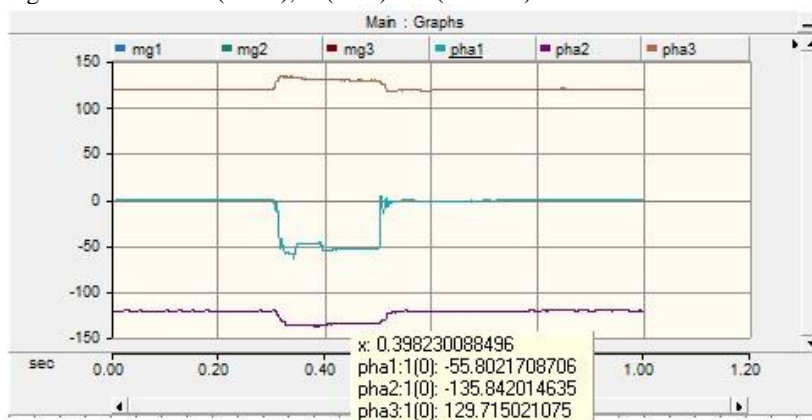
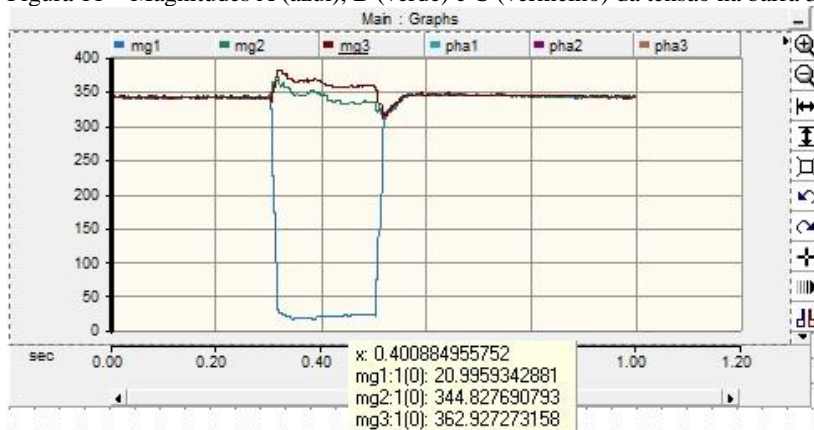


Figura 11 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 3



Pode-se notar também nas figuras 12, 13 e 14 as consequências da falta nas tensões das fontes de energia conectadas à microrrede. Observa-se que todas as fontes sofrem alguma perturbação. As mais distantes da falta são menos afetadas, como é o caso dos geradores síncrono e DFIG, em que suas tensões caíram para 0,9 pu, enquanto no gerador eólico, fonte mais próxima da falta, sua tensão caiu para 0,6 pu, aproximadamente.

Figura 12 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 1

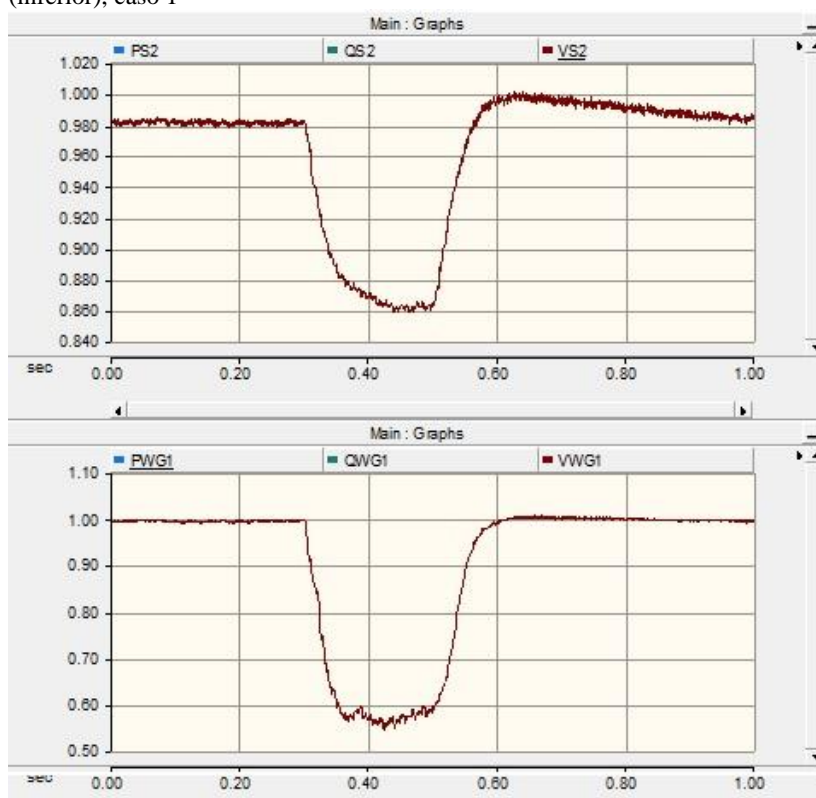




Figura 13 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 1

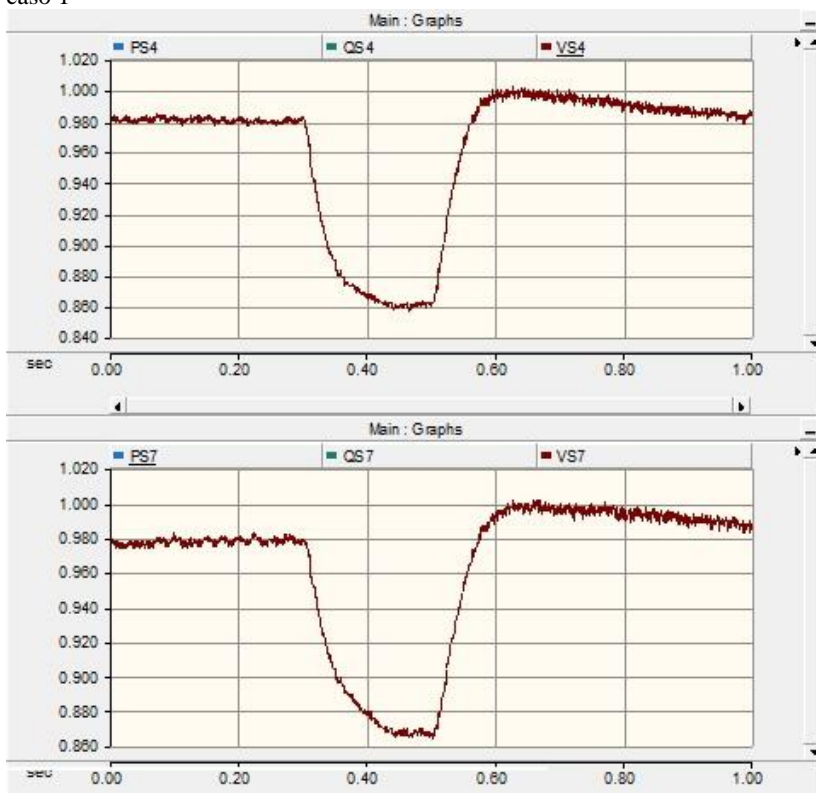
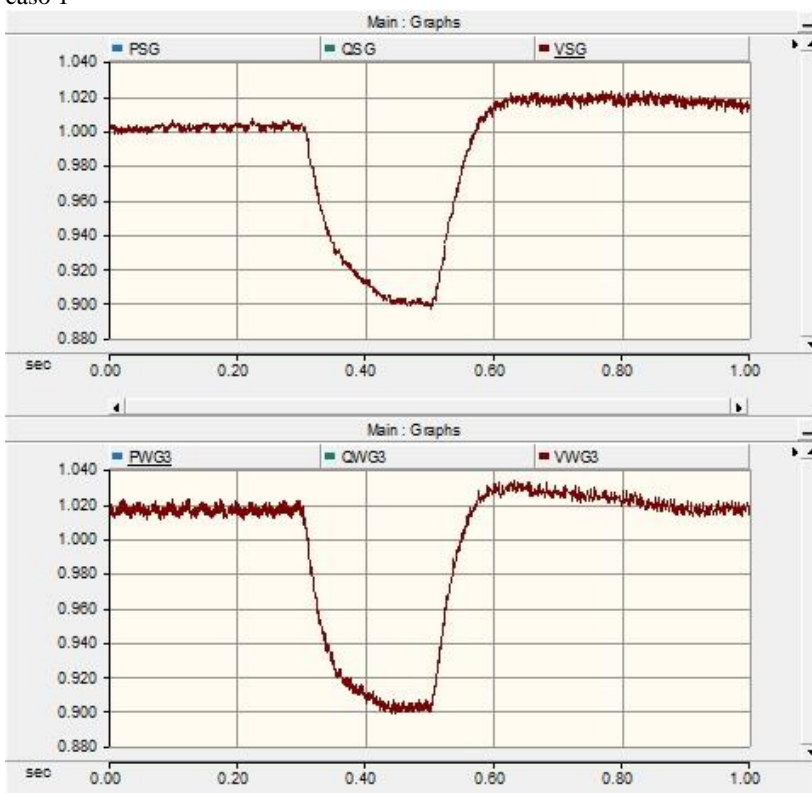


Figura 14 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 1



Nas figuras 15 e 16 observa-se que os painéis solares sofreram algumas alterações nas potências ativa e reativa. Na primeira metade do período de falta os painéis tiveram um aumento gradual na potência ativa, chegando a fornecer três vezes o valor nominal da mesma. E nos primeiros instantes do período pós-falta sofreram uma oscilação até se estabilizarem novamente nos valores nominais. Já o gerador eólico passa a consumir potência ativa e a fornecer potência reativa para o sistema, no período de falta. O gerador eólico apresenta também uma rápida recuperação para o seu funcionamento normal no período pós-falta.

Figura 15 – Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 1

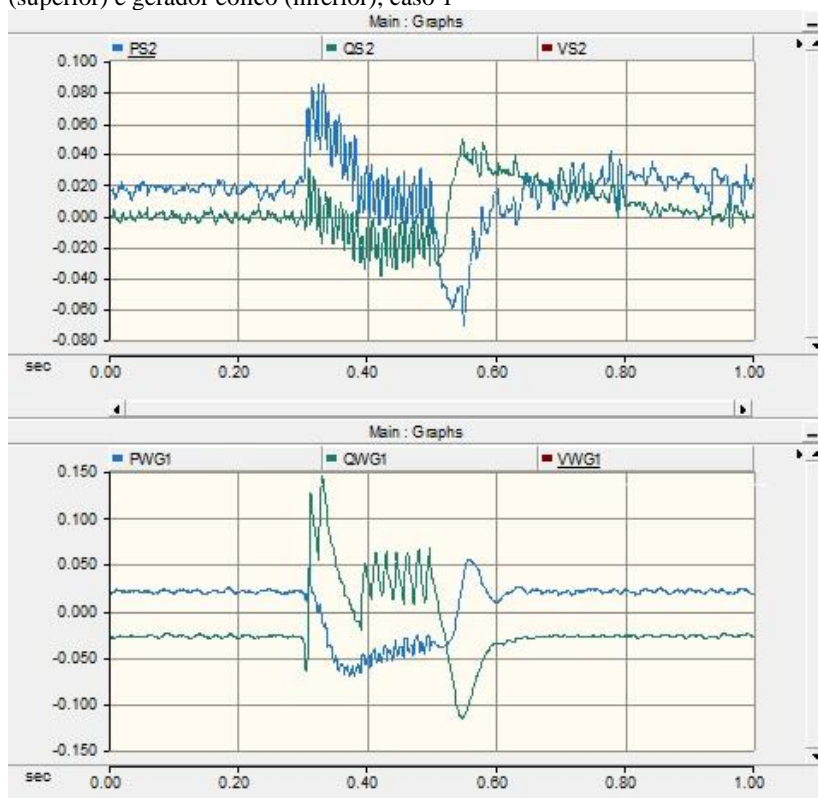


Figura 16 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 1

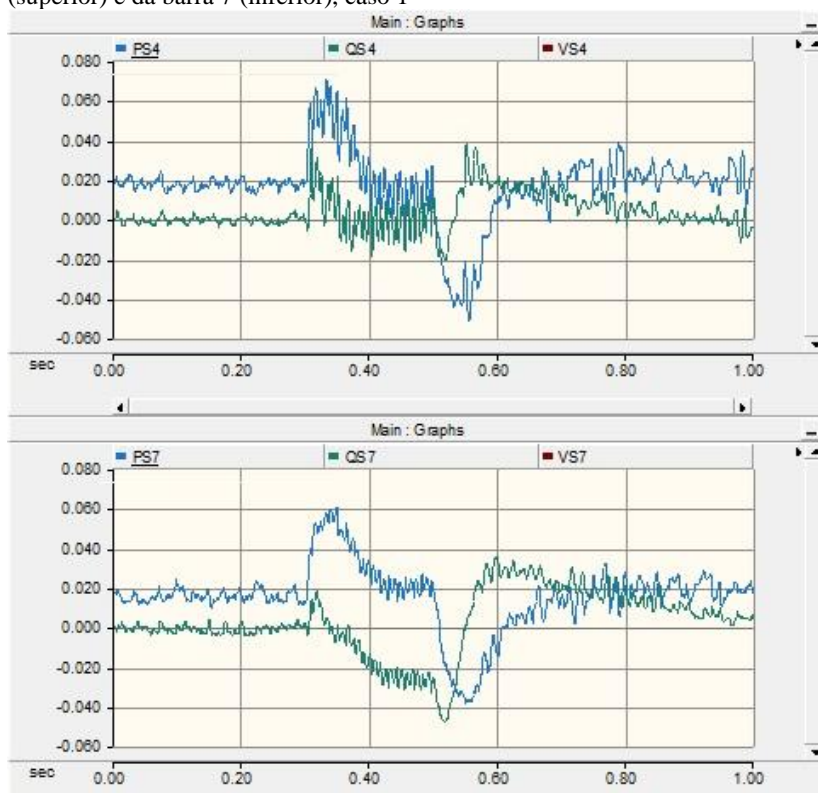
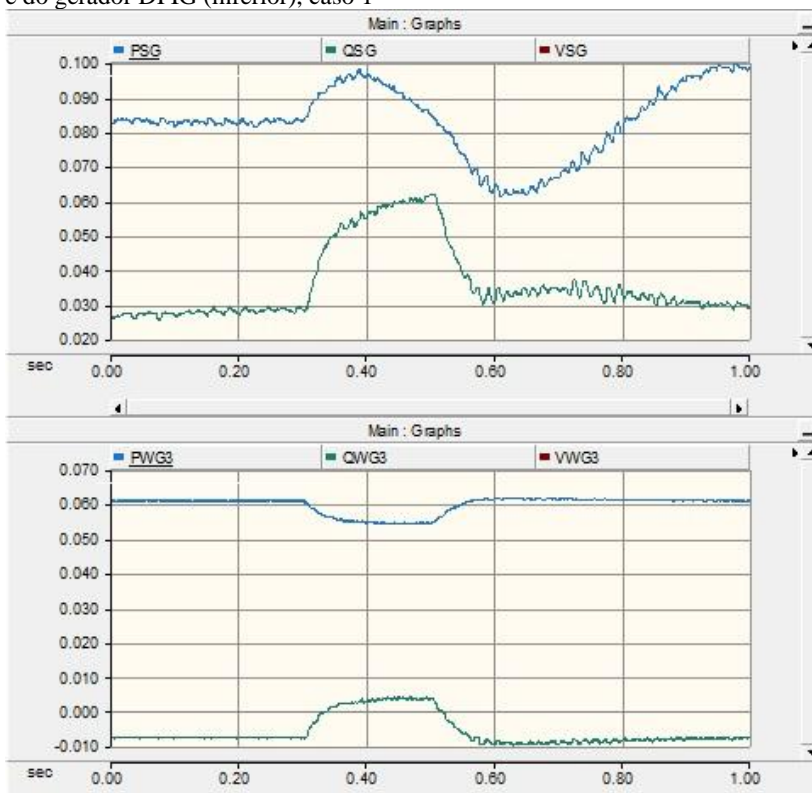


Figura 17 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 1



As figuras 18 e 19 representam as magnitudes e as fases das correntes nas linhas de transmissão entre as barras 2 e 3, respectivamente. Nota-se a ocorrência de uma falta monofásica na fase A, com um grande aumento na magnitude de corrente, alcançando o valor de 1800 A. Ao comparar a figura 10 com a figura 19, nota-se que ocorre a inversão do sentido da corrente em todas as fases da linha de transmissão entre as barras 2 e 3, no período em que ocorre a falta, pois a defasagem entre as respectivas fases da tensão e corrente encontram-se em valor superior a  $90^\circ$ , indicando assim a inversão do sentido da corrente.

Figura 18 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 3

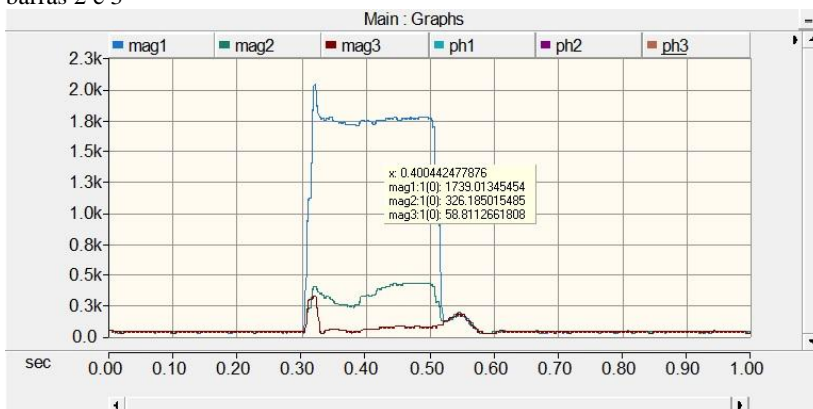
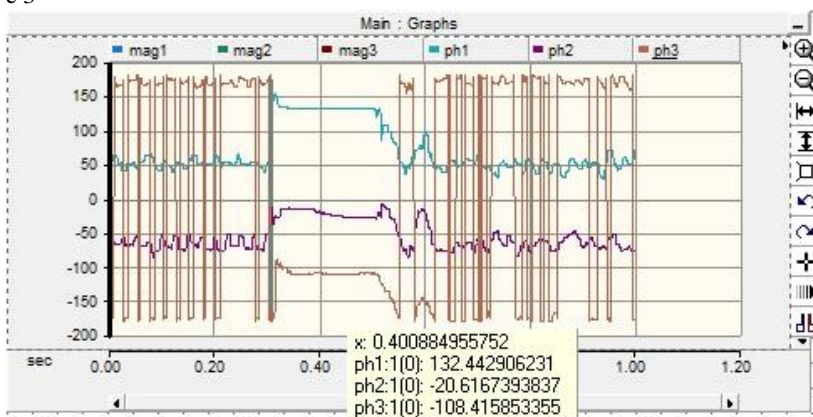


Figura 19 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 3



### 6.3.1.2 Caso 2

Neste caso, ocorre uma falta monofásica na fase A da barra 2. Os eventos simulados nesse caso são listados a seguir.

As figuras 20 e 21 apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 2, respectivamente. Assim, como no caso anterior, apesar da falta ocorrer na fase A, devido ao fato de as linhas de transmissão serem representadas pela seção  $\pi$  acoplado, existe um acoplamento entre as fases, fazendo com que as outras fases (B e C) também sofram

alterações. Neste caso, as alterações nas fases B e C foram maiores quando comparadas com as do caso 1.

Figura 20 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 2

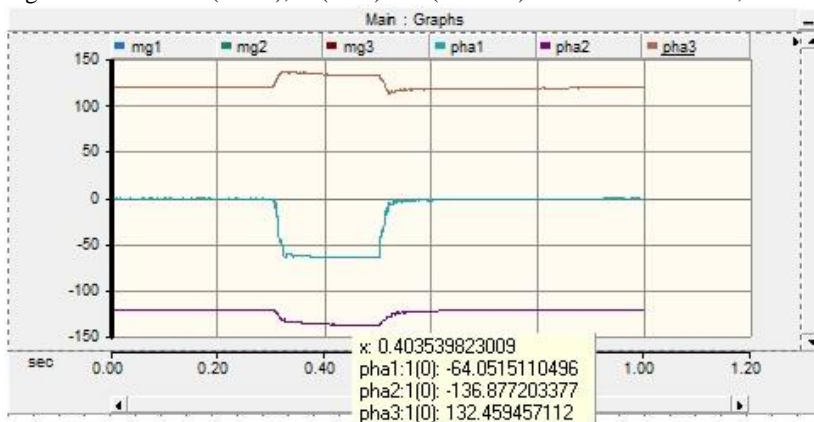
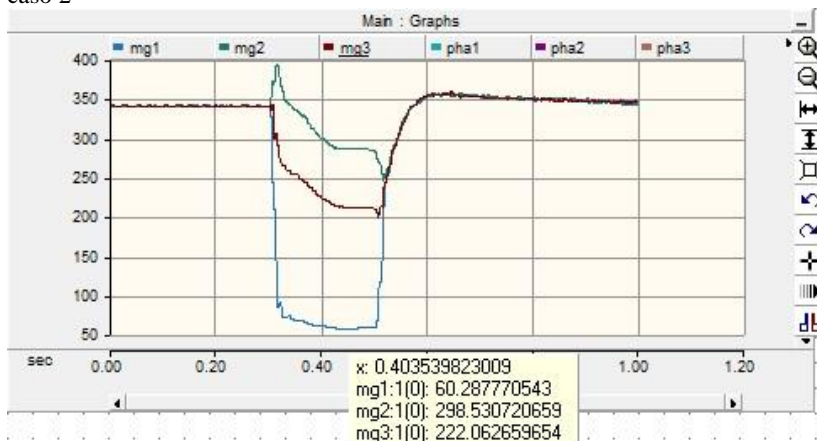


Figura 21 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 2



Nas figuras 22, 23 e 24 nota-se que todas as fontes de energia sofrem grandes alterações no comportamento da sua tensão. O gerador síncrono, fonte mais distante da falta, encontra-se com uma tensão de 0,6 PU no período de falta, enquanto as outras fontes encontram-se com uma tensão de aproximadamente 0,5 pu, no mesmo período.

Figura 22 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 2

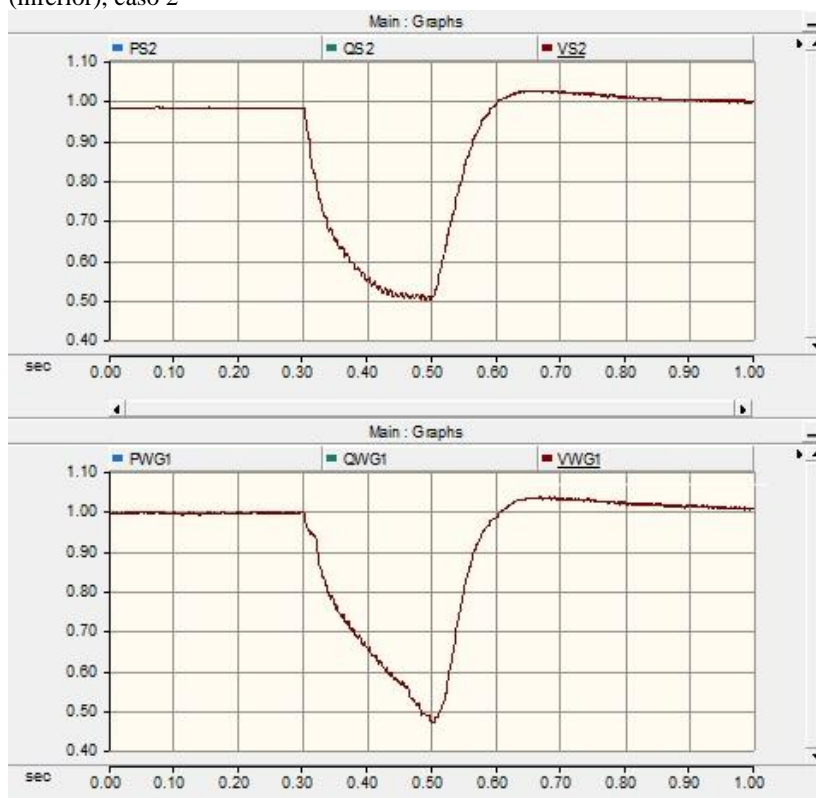




Figura 23 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 2

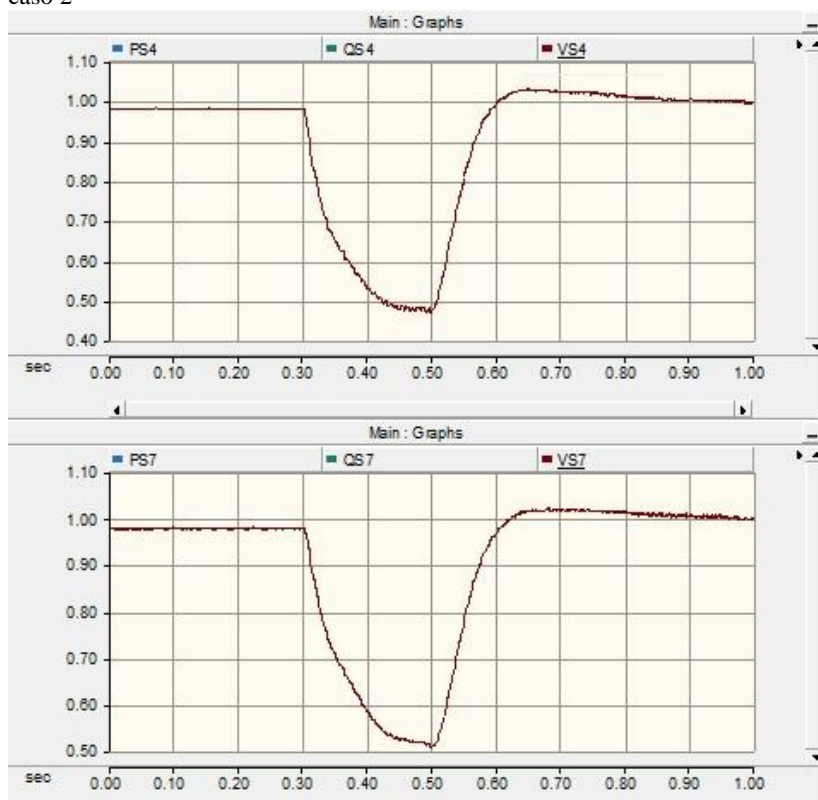
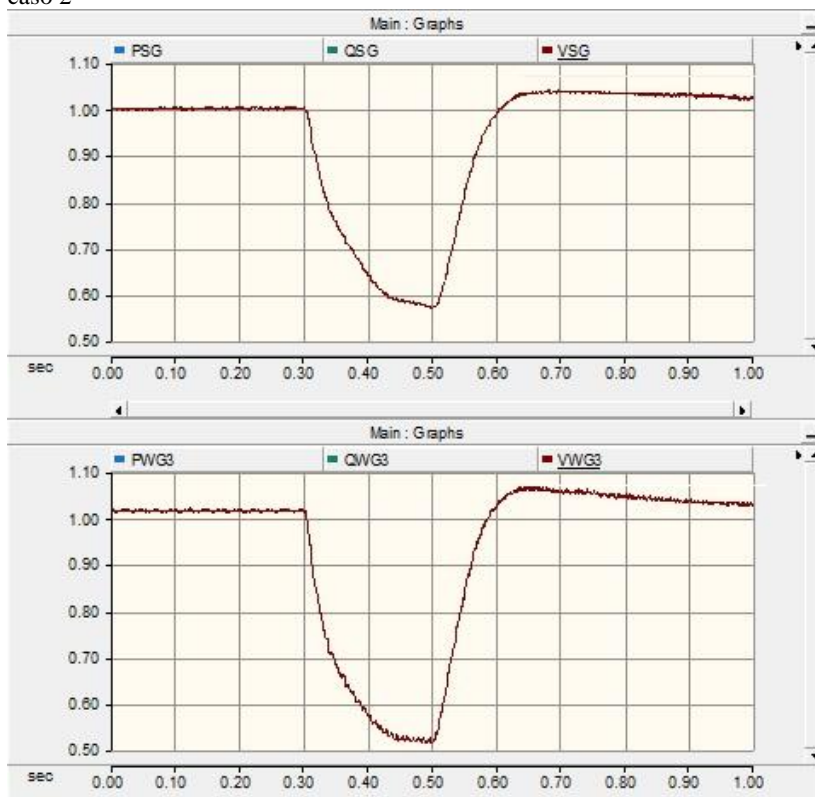


Figura 24 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 2



Nas figuras 25, 26 e 27 podemos observar em detalhe o comportamento das potências ativas e reativas das fontes.

Figura 25 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 2

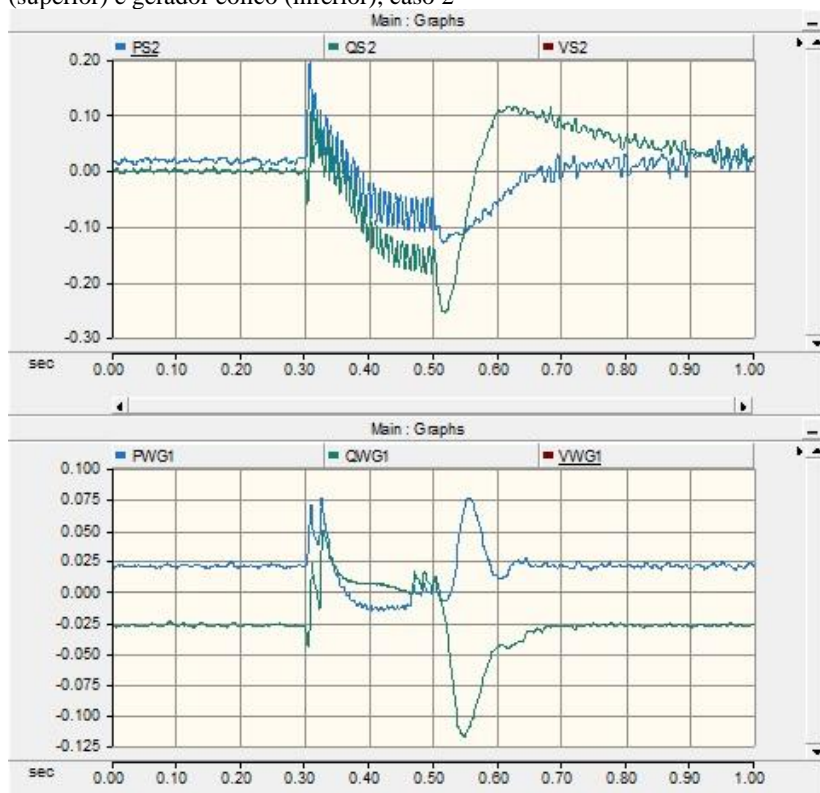


Figura 26 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 2

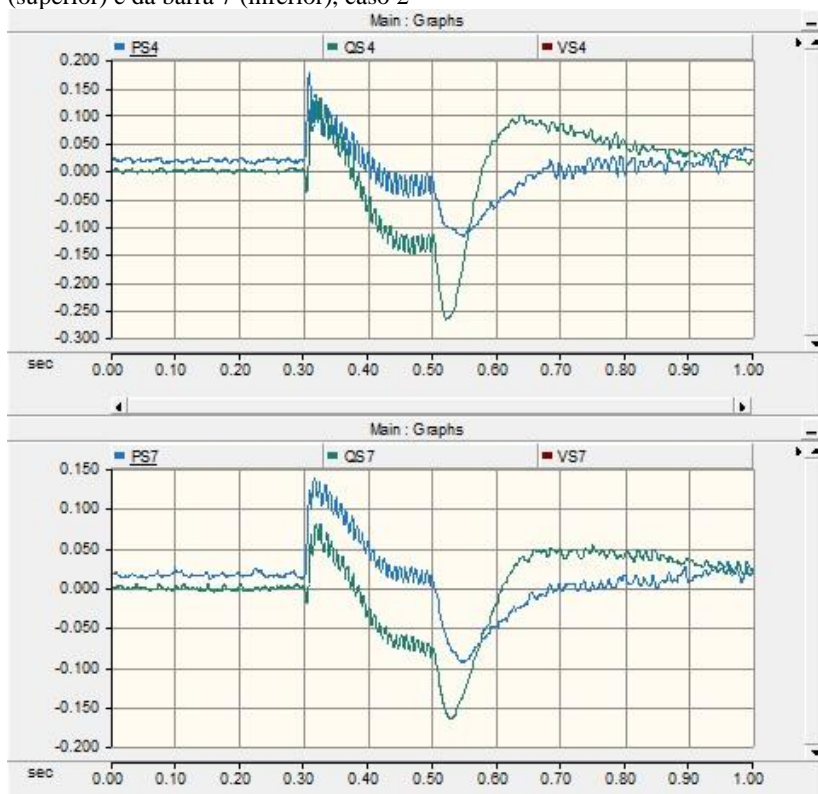
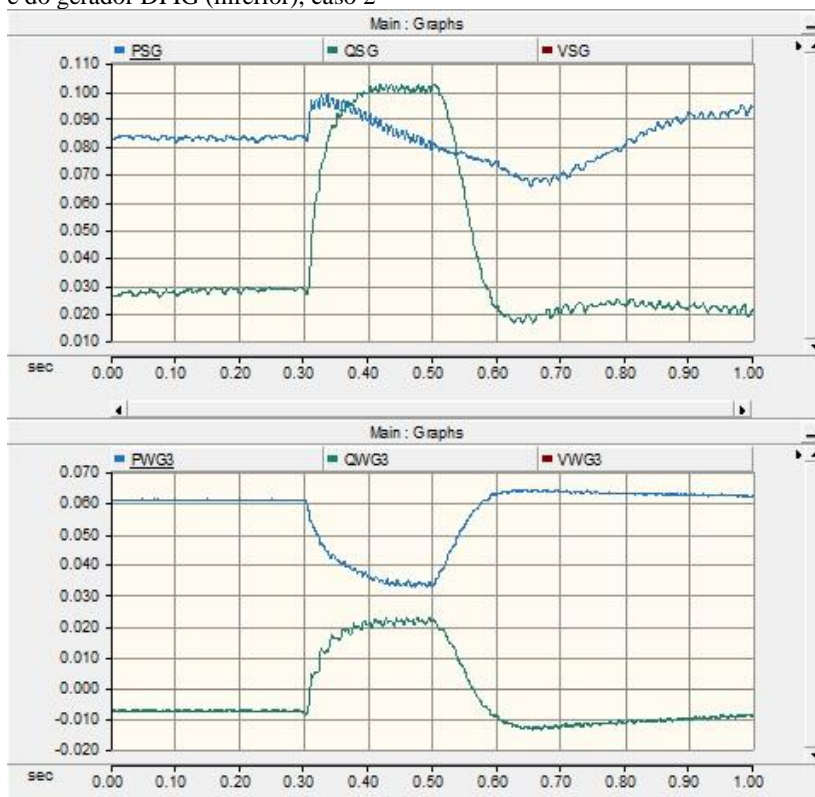


Figura 27 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 2



Os painéis solares apresentaram um comportamento similar entre eles, com diferenças nos valores das potências devido à proximidade do painel com o local que ocorreu a falta (os painéis localizados nas barras 2 e 4 apresentaram valores maiores de potência ativa e reativa, comparado com o painel localizado na barra 7). O gerador eólico sofreu uma oscilação no começo da falta e outra no começo do período pós-falta, e um comportamento similar ao do caso anterior no período da falta. Já o DFIG apresentou uma grande queda na potência ativa (de 60 kW para aproximadamente 35 kW) e, tanto o DFIG quanto o gerador síncrono, tiveram um grande aumento na potência reativa. O gerador síncrono mostrou-se ser mais lento na recuperação para seus valores nominais de potência no período pós-falta, fato já esperado por se tratar de uma pequena hidrelétrica.

As figuras 28 e 29 representam as magnitudes e as fases da corrente na linha de transmissão entre as barras 2 e 6, respectivamente. Assim como no caso 1, por se tratar de uma falta desequilibrada, as fases da corrente no período da falta não ficam defasadas de  $120^\circ$  entre elas. Ao comparar as figuras 20 e 29, nota-se que ocorre a inversão do sentido da corrente apenas na fase C da linha de transmissão entre as barras 2 e 6, no período em que ocorre a falta, pois a defasagem entre as fases da tensão e corrente na fase C encontram-se no valor superior a  $90^\circ$ , indicando assim a inversão do sentido da corrente.

Figura 28 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 2

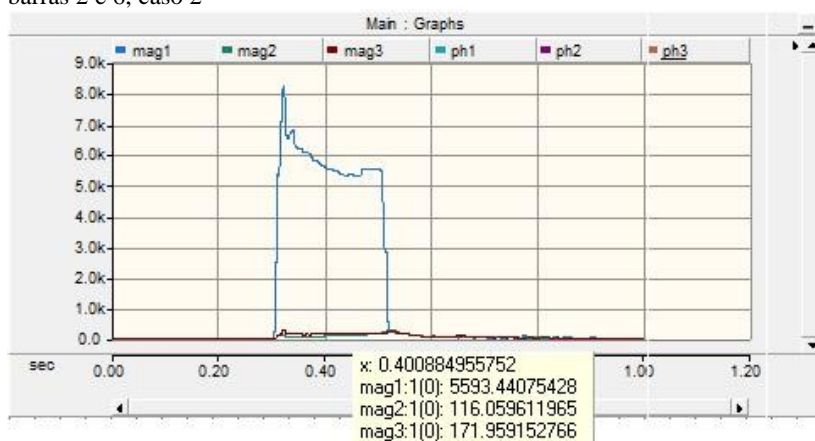
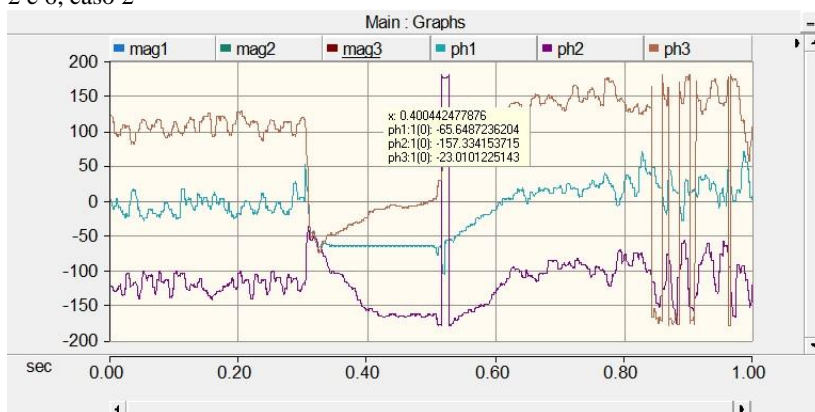


Figura 29 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 2



O caso 2 apresenta maiores modificações no comportamento do sistema quando comparado ao caso 1. Tem-se alterações significantes em todas as fontes de energia, tanto nas tensões quanto nas potências ativas e reativas. Na corrente entre as barras 2 e 6 nota-se grandes mudanças nas fases e magnitudes. Essa última chegando a atingir um valor de pico de 8000 A. Essas modificações mais intensas no sistema se devem ao fato da falta ocorrer próxima à barra 2, barra de muita importância para o sistema, pois é a partir dela que o sistema se ramifica, causando assim grandes perturbações quando essa barra sofre alguma perturbação.

### 6.3.1.3 Caso 3

Nesse caso ocorre uma falta trifásica na barra 2. Os eventos simulados nesse caso são listados a seguir.

As figuras 30 e 31, apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 2, respectivamente. Diferente dos dois casos anteriores, este apresenta uma falta equilibrada, como pode ser observada nas figuras a seguir: todas as fases possuem o mesmo valor de magnitude e as fases possuem uma defasagem de  $120^\circ$  entre elas.

Figura 30 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 3

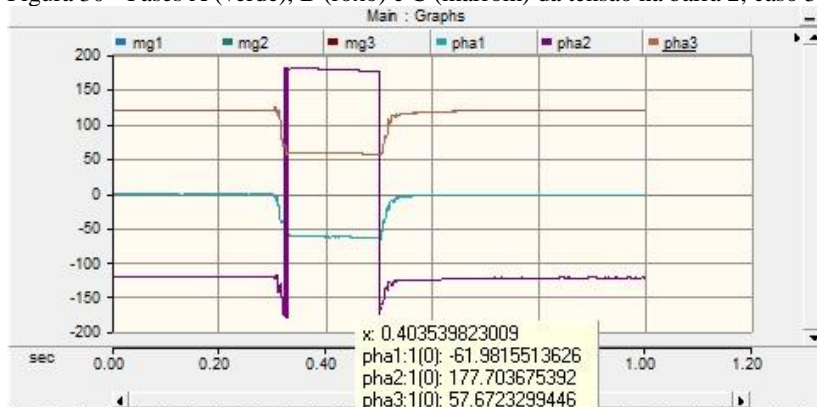
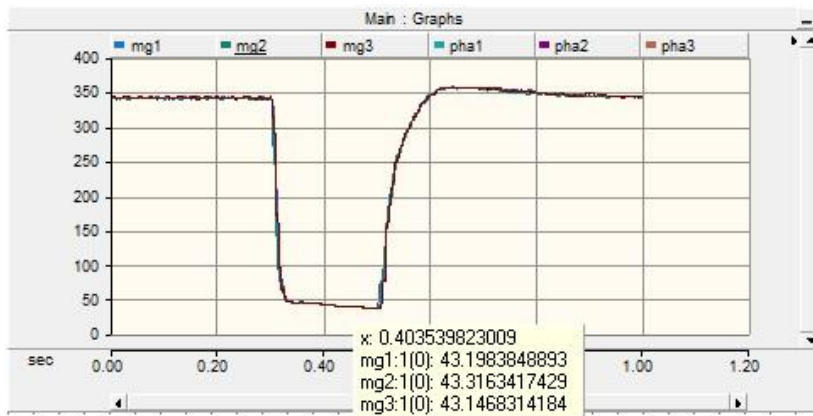


Figura 31 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 3



Nas figuras 32, 33 e 34 nota-se, assim como no caso anterior, que todas as fontes de energia sofrem grandes alterações no seu comportamento, porém, como nesse caso discutido, a falta é trifásica que leva às alterações mais bruscas. O gerador síncrono, fonte mais distante da falta, encontra-se com uma tensão de 0,2 pu no período de falta, enquanto as outras fontes alcançam valores inferiores a 0,2 pu, no mesmo período.



Figura 32 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 3

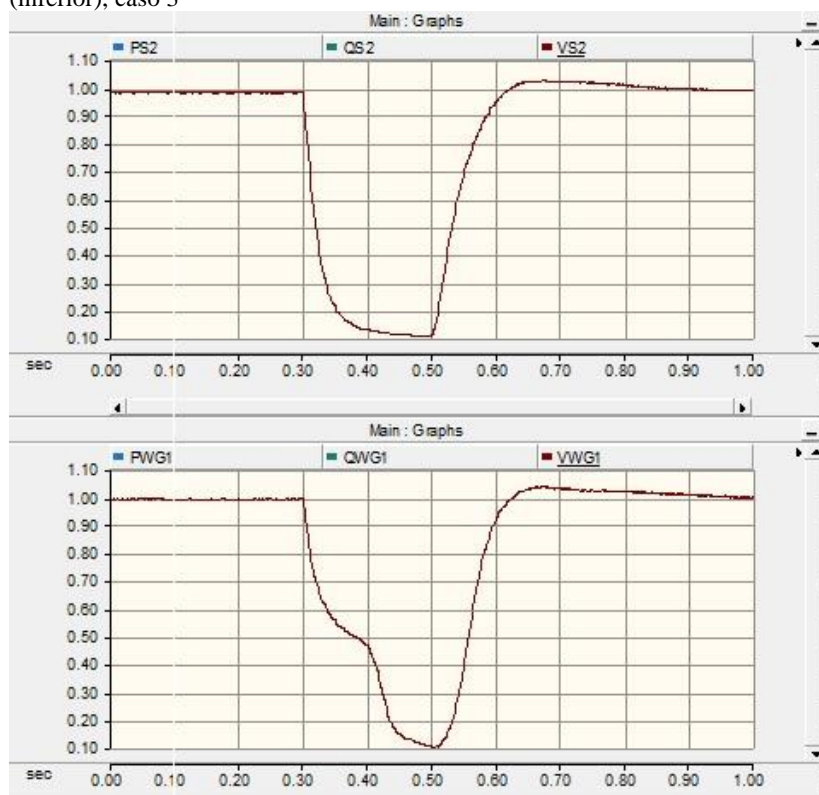


Figura 33 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 3

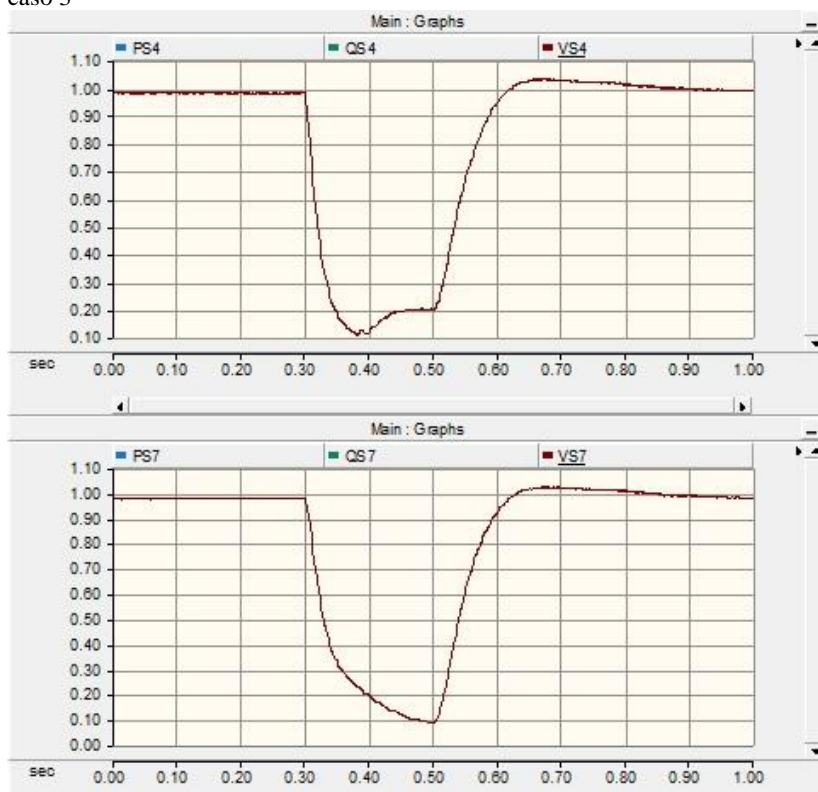
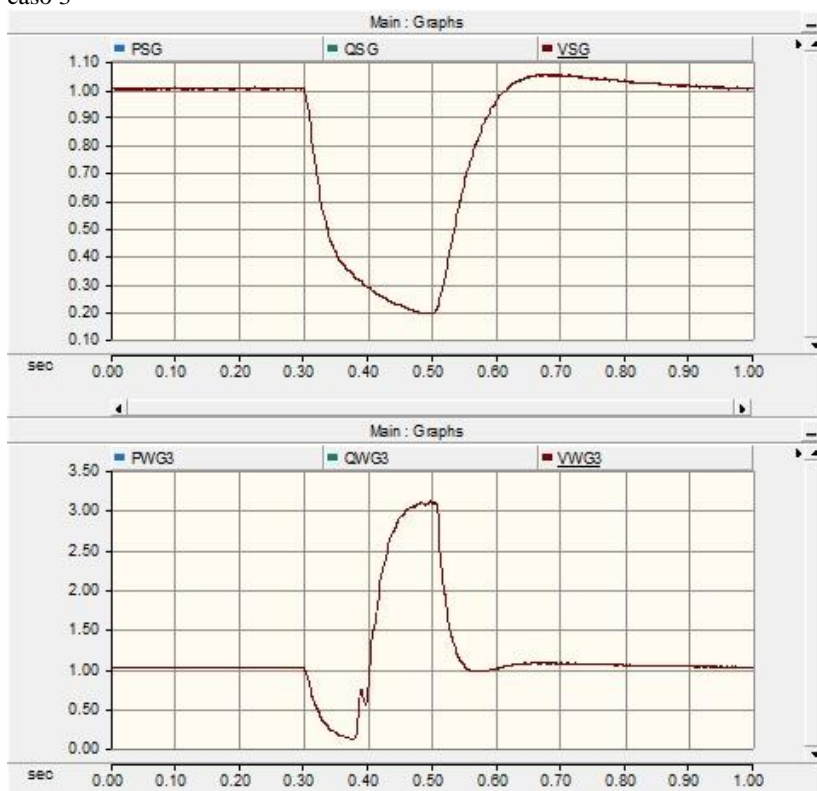


Figura 34 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 3



Ao analisar as potências ativas e reativas das fontes nas figuras 35, 36 e 37, nota-se as semelhanças nas formas de onda dos painéis solares e do gerador eólico do caso anterior e do atual. A diferença se encontra nos valores das potências: mais altos na falta trifásica no período de falta. Já o gerador DFIG, apresentou grandes alterações, com um grande crescimento na potência reativa e na tensão, no mesmo instante de tempo, alcançando valores de 380 kvar e 3 pu, respectivamente. Mostrando que o gerador DFIG apresenta uma instabilidade na ocorrência de tal falta. O gerador síncrono sofreu uma queda maior na sua potência ativa (de 80 kW para 60 kW) e um crescimento menor na potência reativa comparado ao caso 2.

Figura 35 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso 3

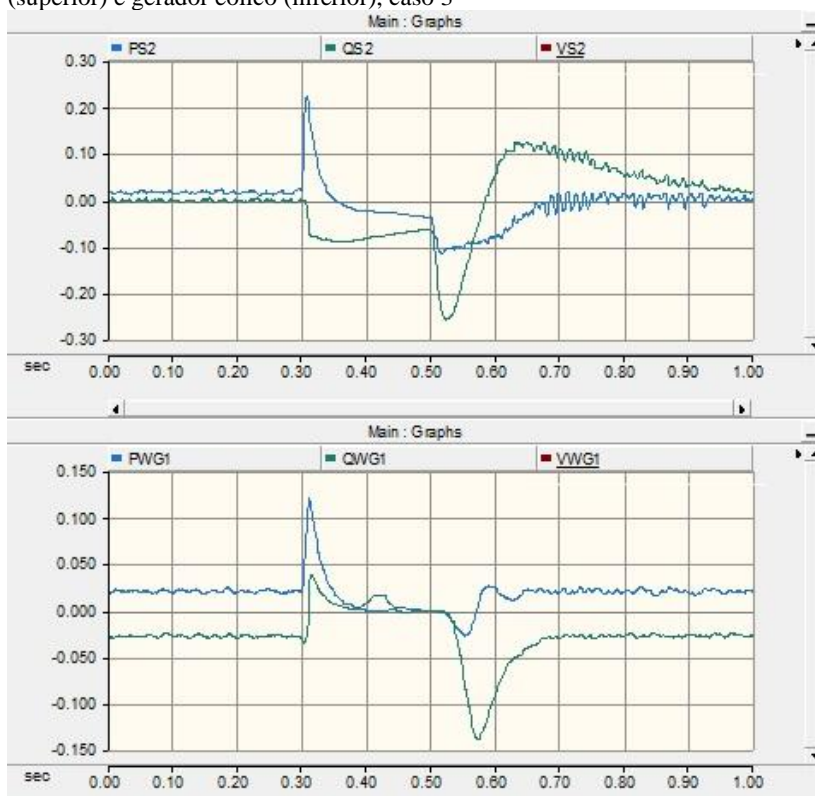


Figura 36 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 3

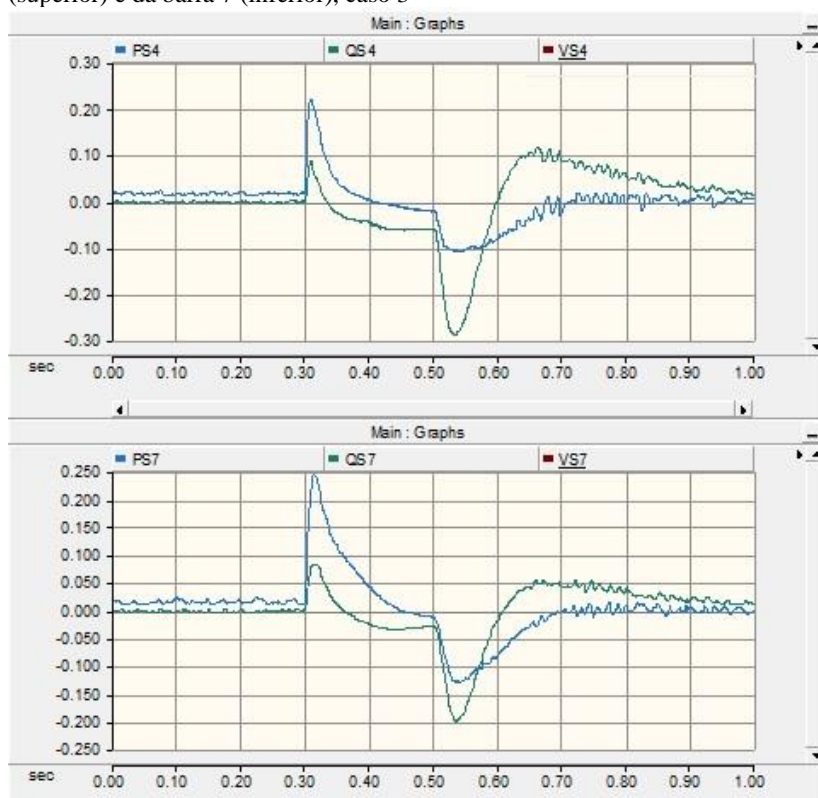
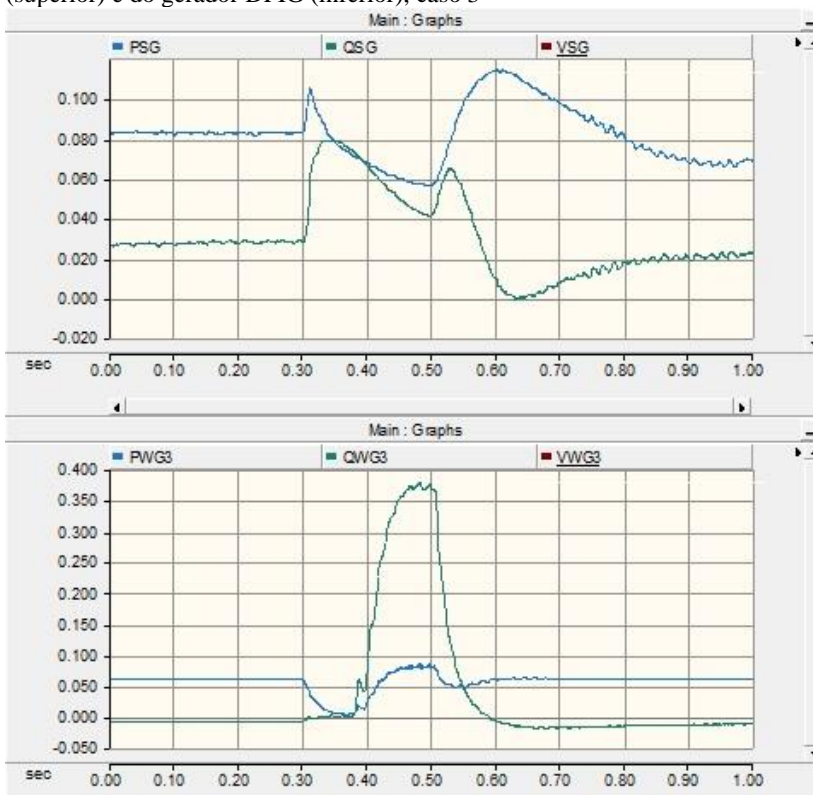


Figura 37 - Potência ativa (ativa) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 3



As figuras 38 e 39 representam as magnitudes e as fases da corrente na linha de transmissão entre as barras 2 e 6, respectivamente. Como citado anteriormente, observa-se nas duas figuras a seguir a ocorrência de uma falta equilibrada. Ao contrário dos dois casos anteriores, ao comparar as figuras 30 e 39, nota-se que não ocorre a inversão do sentido da corrente em nenhuma a fase da linha de transmissão entre as barras 2 e 6, no período em que ocorre a falta, pois a defasagem entre as respectivas fases da tensão e corrente encontram-se no valor inferior a  $90^\circ$ .

Figura 38 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso3

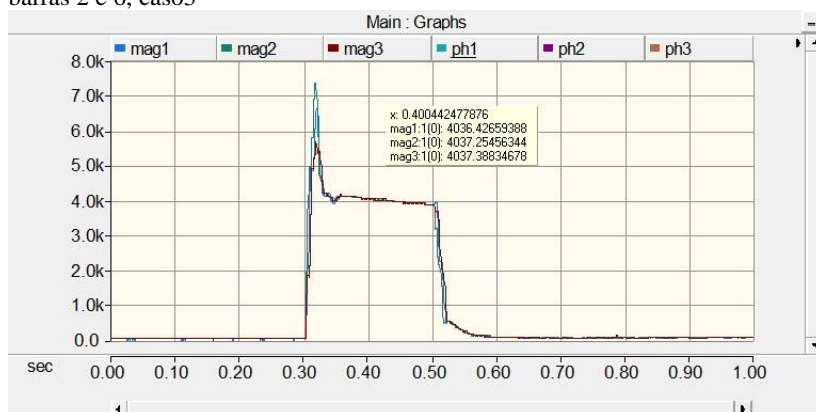
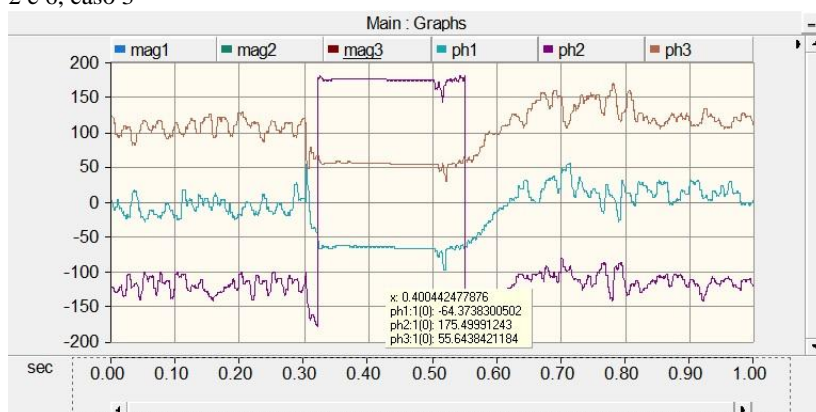


Figura 39 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 3



O caso 3 apresenta grandes modificações no comportamento das fontes de energia, fato já esperado, já que a falta ocorre no mesmo lugar que a do caso anterior. Porém, tais modificações ocorreram de forma mais intensa, devido à falta ser trifásica.

#### 6.3.1.4 Caso 4

Nesse caso, ocorre uma falta monofásica na fase A da barra 8. Os eventos simulados nesse caso são listados a seguir.

As figuras 40 e 41 apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 8, respectivamente. Pode-se observar a ocorrência de uma falta desequilibrada, com valores de magnitudes diferentes e a defasagem diferente de  $120^\circ$  entre as fases da tensão.

Figura 40 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 8

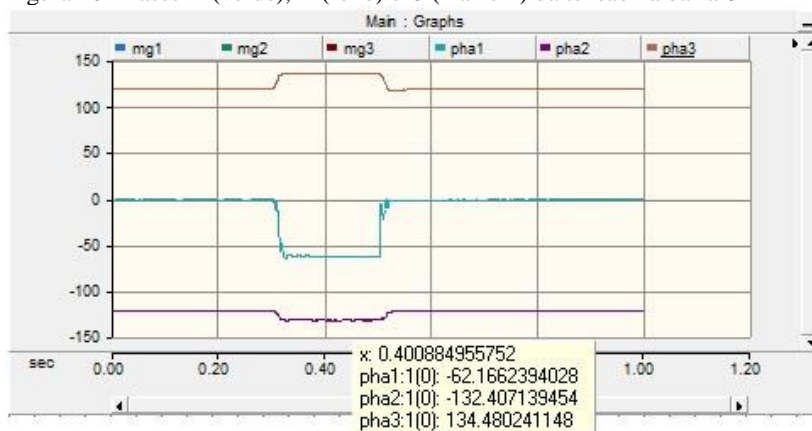
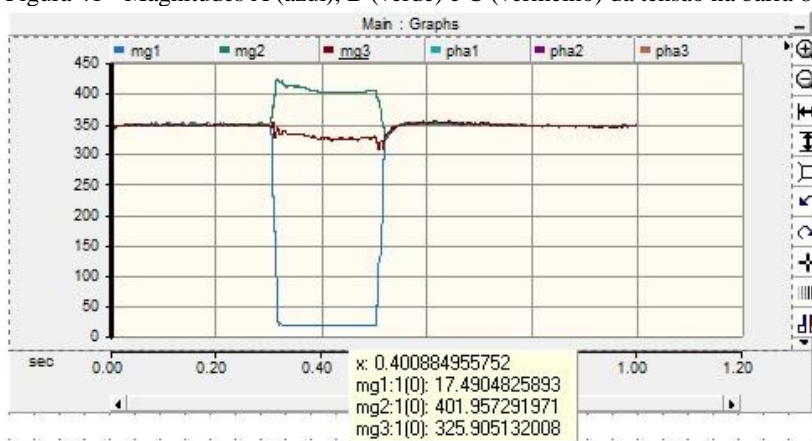


Figura 41 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 8



Nas figuras 42, 43 e 44, nota-se que somente as fontes de energia conectadas às barras 7 e 8 sofrem significantes alterações no comportamento da tensão, as demais sofrem, apenas, uma pequena queda no valor de tensão. O gerador síncrono, fonte mais próxima da falta, encontra-se com uma tensão de aproximadamente 0,75 pu no



período de falta. O painel solar localizado na barra 7 encontra-se com uma tensão de 0,8 pu, no mesmo período.

Figura 42 – Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 4

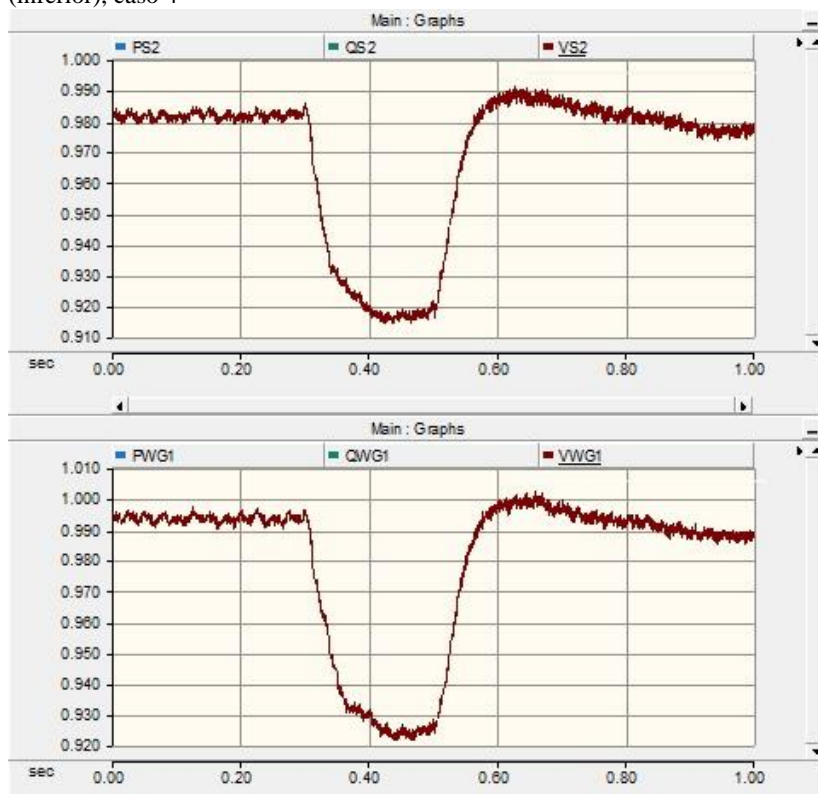


Figura 43 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 4

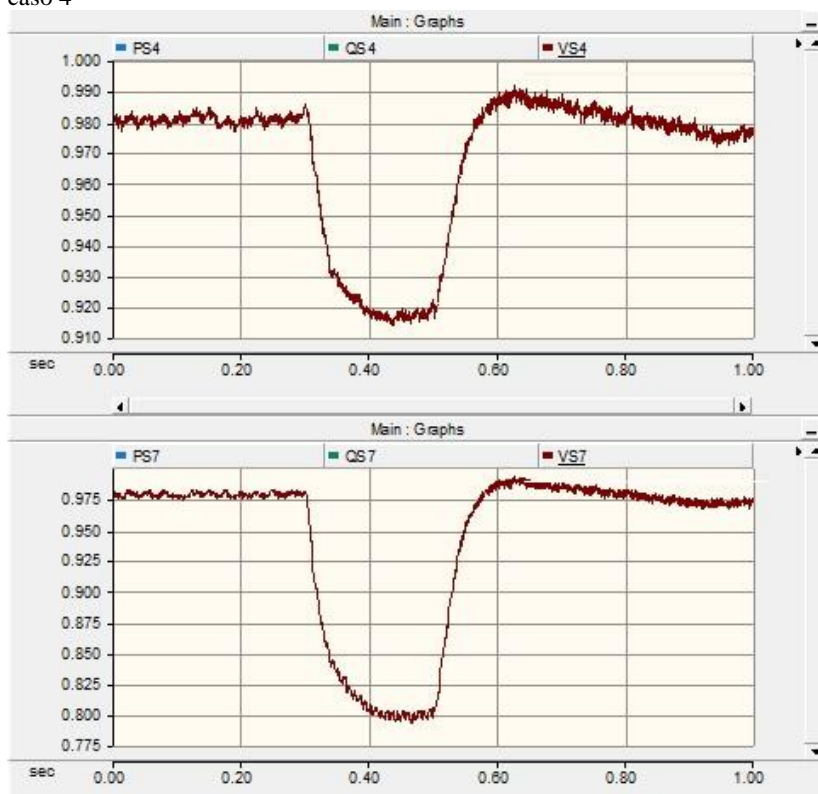
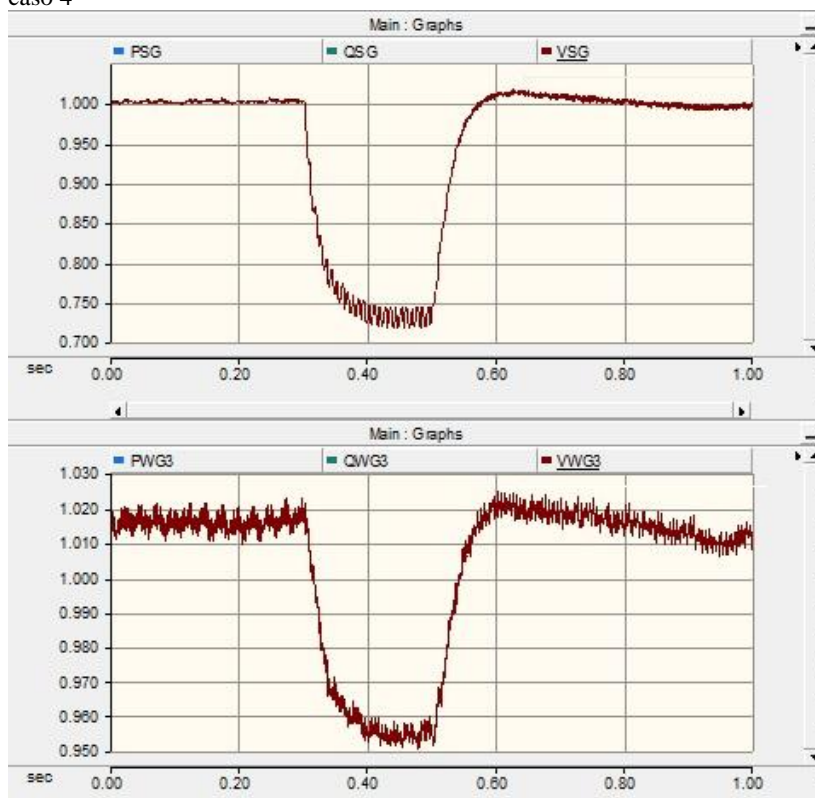


Figura 44 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 4



Nas figuras 45 e 46, observa-se que mesmo a falta ocorrendo no ponto de menor consequência para as fontes de energia, os painéis solares conectados nas barras 2 e 4 sofrem significativas mudanças nas potências ativas e reativas. Já o painel solar localizado na barra 7, tem um alto crescimento na potência reativa, alcançando um valor superior a 125 Kvar, devido à proximidade do local que ocorreu a falta. Na figura 47, nota-se novamente a influência do local da falta, com o gerador síncrono apresentando altos valores de potência reativa e o gerador DFIG apenas pequenas alterações.

Figura 45 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso 4

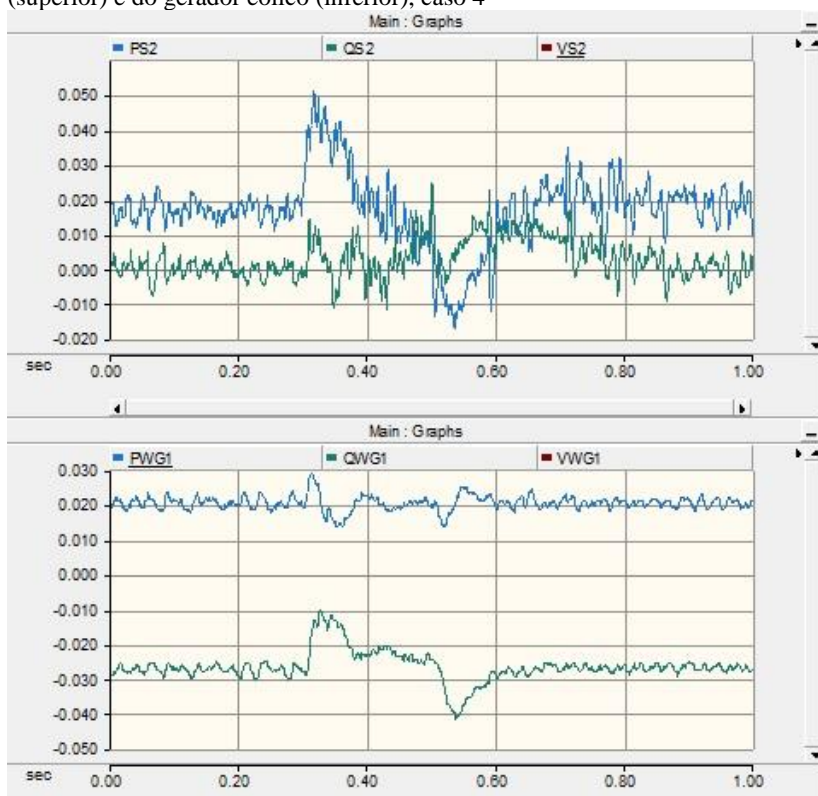


Figura 46 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso 4

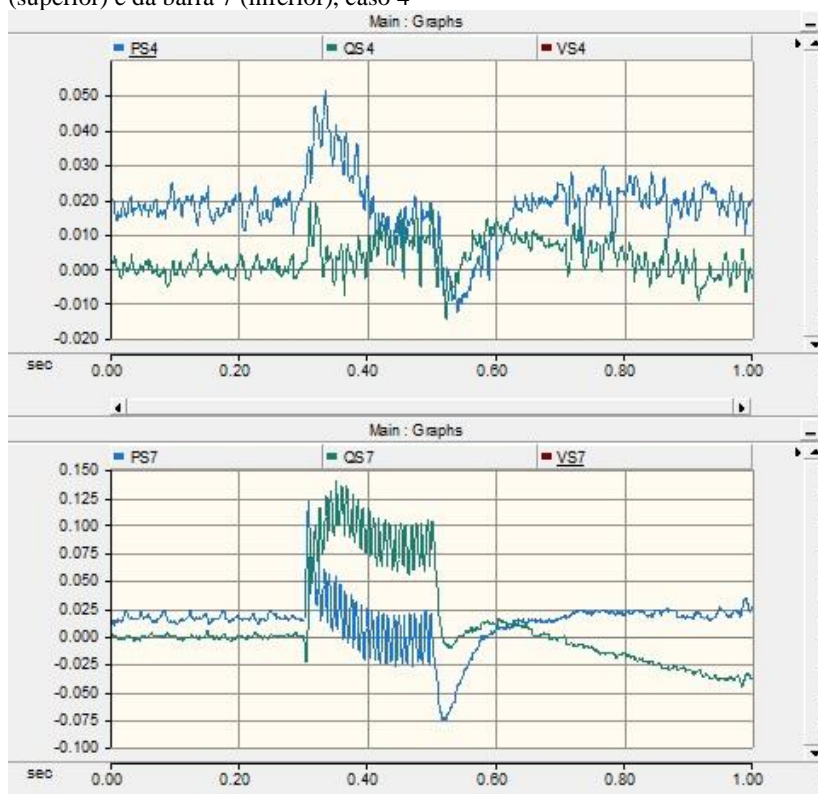
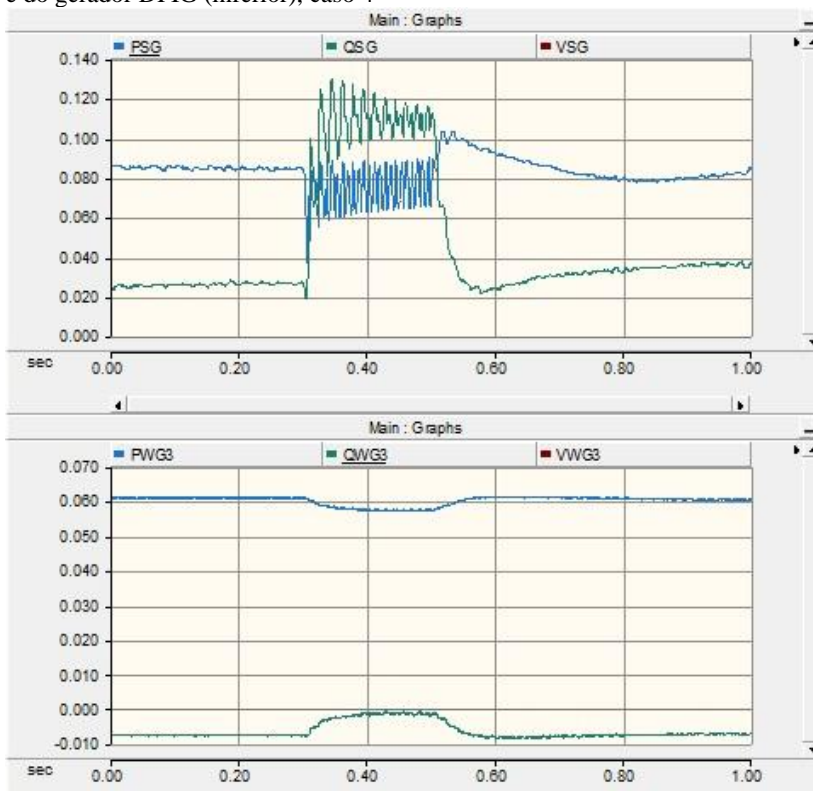


Figura 47 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 4



As figuras 48 e 49, representam as magnitudes e as fases da corrente na linha de transmissão entre as barras 7 e 8, respectivamente. Comprovando a ocorrência de uma falta monofásica na fase A. Ao comparar as figuras 40 e 49, nota-se que ocorre a inversão do sentido da corrente nas fases A e C da linha de transmissão entre as barras 7 e 8, no período em que ocorre a falta, pois a defasagem entre as fases da tensão e corrente nas fases A e C encontram-se no valor superior a  $90^\circ$ , indicando assim a inversão do sentido da corrente.

Figura 48 – Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 7 e 8

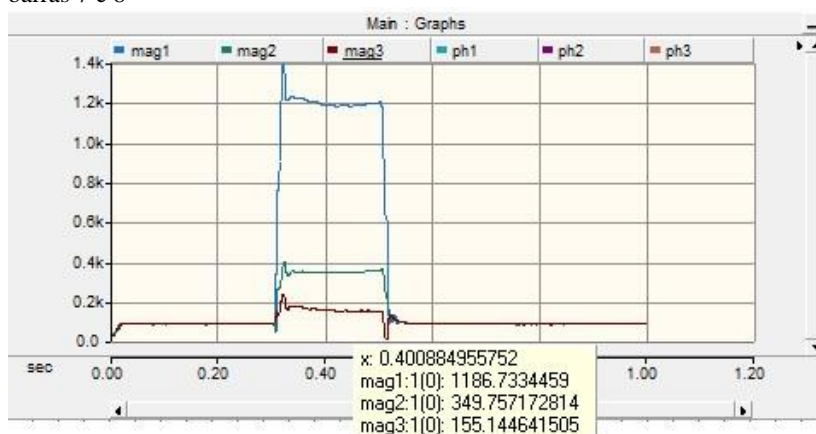
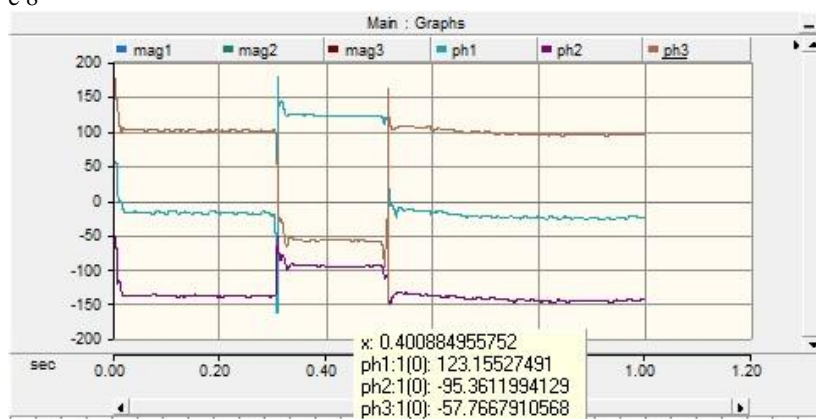


Figura 49 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 7 e 8



O caso 4, como já esperado, apresentou menores consequências ao sistema, devido ao local da falta na microrrede ser o mais distante da barra central (barra 2), apresentando grandes alterações em somente duas fontes de energia.

### 6.3.1.5 Caso 5

Nesse caso serão apresentados os resultados das simulações no domínio do tempo, realizadas no período noturno (madrugada). Para tanto, realizou-se simulações de uma falta monofásica na fase A da barra 2. Os eventos simulados nesse caso são listados a seguir.

As figuras 50 e 51, apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 2, respectivamente. Os valores de magnitude e fase no período da falta foram medidos no instante 0,5 s, na metade da duração da falta, duração a qual no período noturno é de 0,4 s.

Figura 50 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 2, caso 5

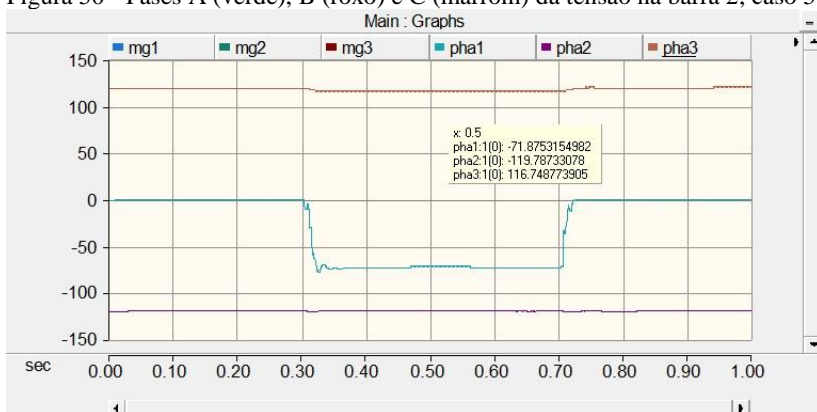
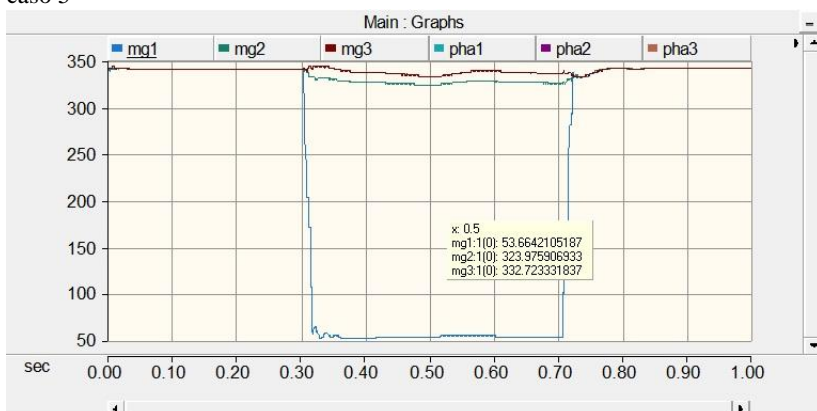


Figura 51 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 2, caso 5





Comparado à aplicação da mesma falta no período diurno, o gerador eólico sofreu uma alteração maior que a do caso diurno, alcançando o valor próximo de 0,4 PU, como mostrado na figura 52. Observa-se na figura 53 que o gerador síncrono e o gerador DFIG sofrem alterações no comportamento de suas tensões, porém, menores.

Figura 52 - Tensão no gerador eólico, caso 5

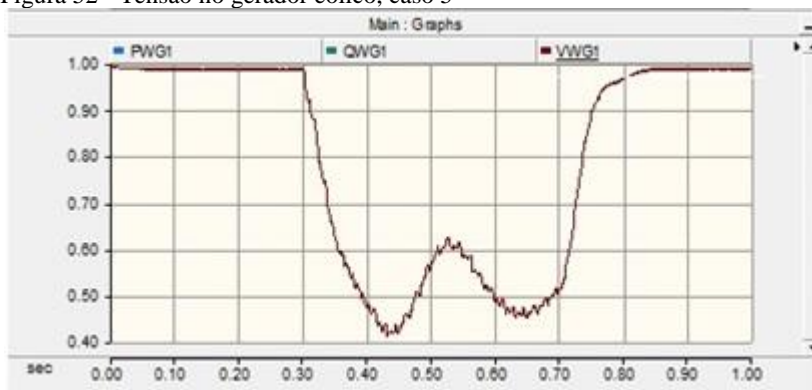
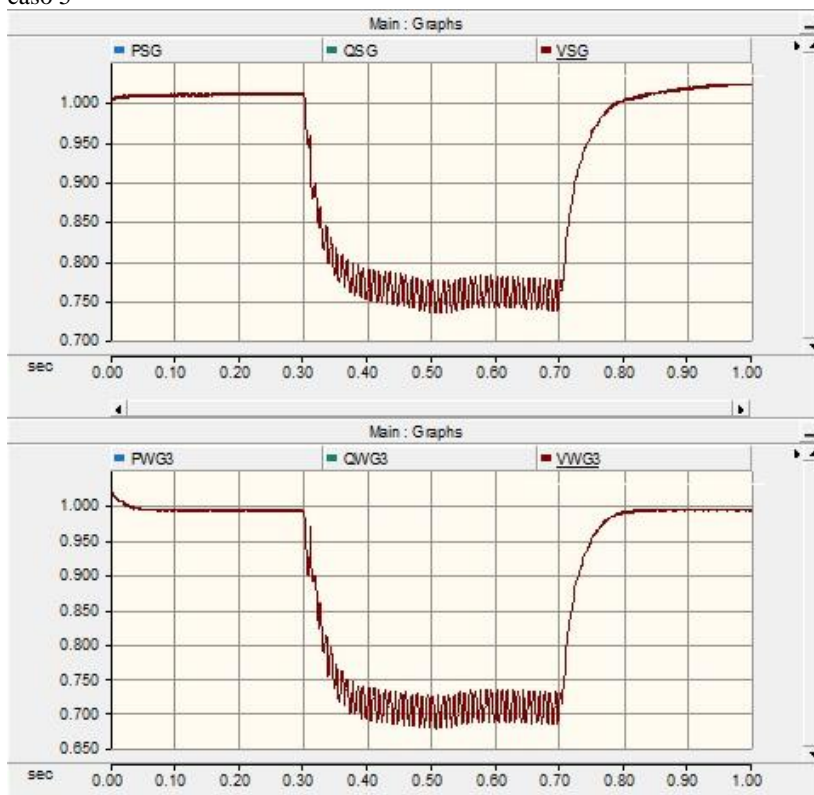


Figura 53 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso 5



Nas figuras 54 e 55, estão apresentadas a potência ativa e reativa das fontes de energia. As três fontes conectadas à microrrede apresentam formas de ondas similares ao do caso 2, com a diferença de uma maior duração da falta e de valores alcançados pelas potências, devido aos diferentes valores de tensão nos casos comparados.

Figura 54 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador eólico, caso 5

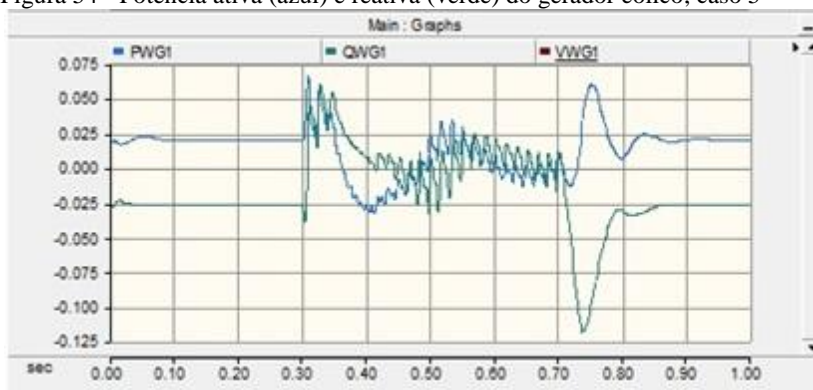
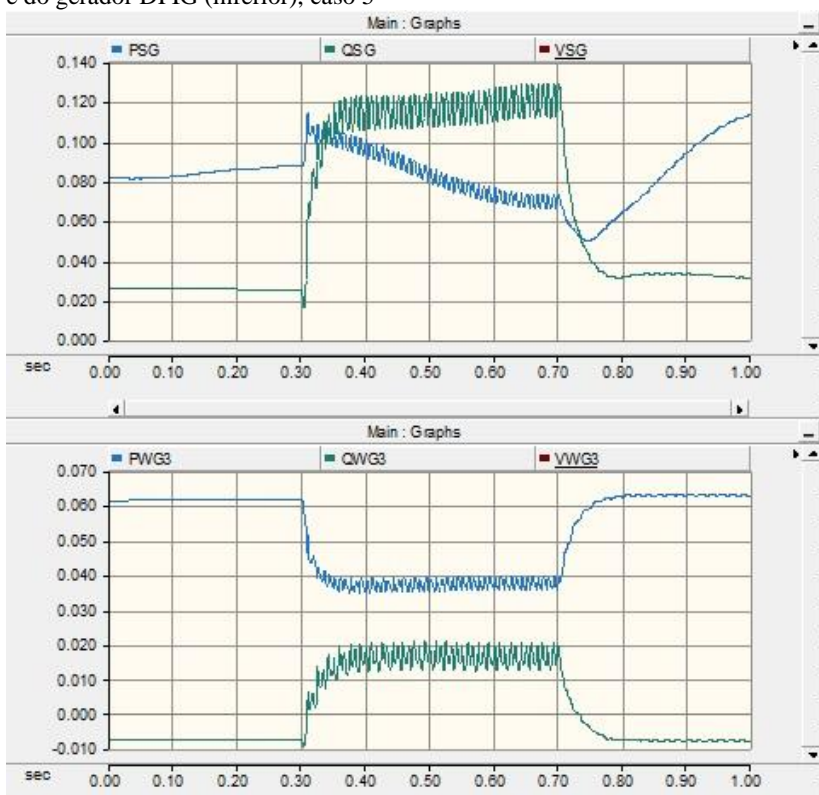


Figura 55 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso 5



As figuras 56 e 57, representam as magnitudes e as fases da corrente na linha de transmissão entre as barras 2 e 6, respectivamente. Tanto no caso diurno quanto no caso noturno, as formas de onda são semelhantes, porém, nesse último, atinge valores de menor magnitude devido à ausência dos painéis solares. Assim como no caso 3, o caso atual não apresenta inversão do sentido da corrente em nenhuma fase da linha de transmissão entre as barras 2 e 6, devido ao mesmo motivo já apresentado no caso 3.

Figura 56 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 5

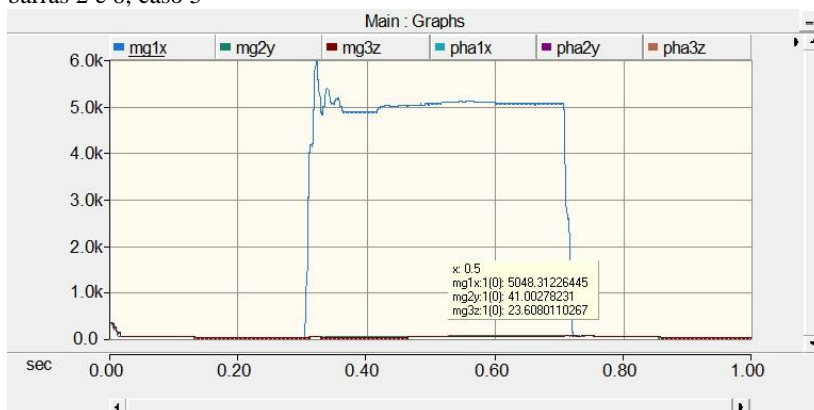
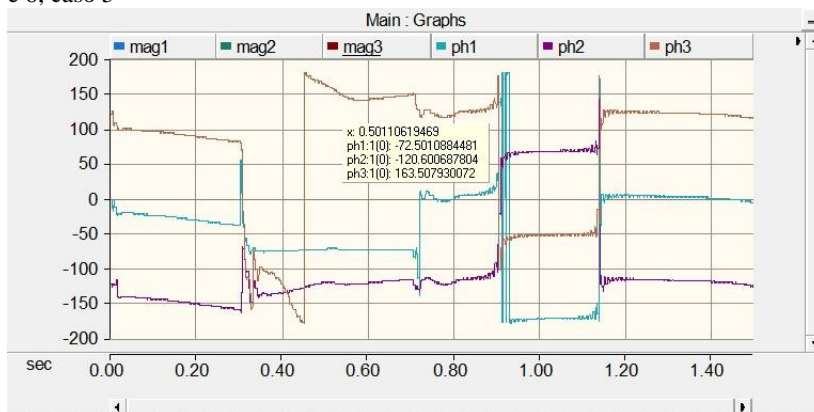


Figura 57 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 2 e 6, caso 5



Apesar do não funcionamento dos painéis solares devido a não presença de Sol, o comportamento do sistema como um todo, se mostrou muito similar ao comportamento da mesma falta no período diurno.

No período noturno, foi apresentado somente um caso, pois os resultados obtidos de diferentes faltas no período, apresentaram resultados similares aos já mostrados no período diurno, tornando o trabalho repetitivo.

### **6.3.2 Isolado da rede elétrica principal**

Nesta seção são apresentados os resultados das simulações no domínio do tempo, realizadas no período diurno. A microrrede inicia conectada à rede elétrica principal, no instante 0,1 s o disjuntor localizado entre as barras 1 e 2 é aberto, deixando a microrrede no modo ilhado. A simulação neste caso teve duração de 9 s devido ao tempo que o sistema demanda para se estabilizar a nova situação encontrada. Essas simulações têm como objetivo: verificar o comportamento dinâmico da microrrede antes, durante e depois da ocorrência de uma falta. Os valores dos gráficos de potência se encontram na base de 1 MVA.

Nesse caso, ocorre uma falta monofásica na fase A da linha de transmissão na barra 5. Os eventos simulados nesse caso são descritos a seguir.

As figuras 58 e 59 apresentam as fases e as magnitudes da tensão na barra 5, respectivamente. Os valores de magnitude e fase no período da falta foram medidos no instante 7,14 s. Observa-se que, a partir do instante 0,1 s, a tensão começa a decair, momento em que o disjuntor foi aberto, ela volta a se estabiliza em aproximadamente 280 V.

Figura 58 – Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da tensão na barra 5

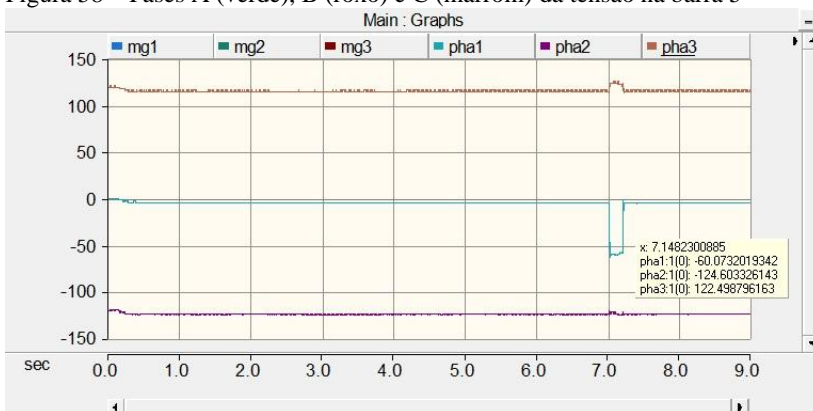
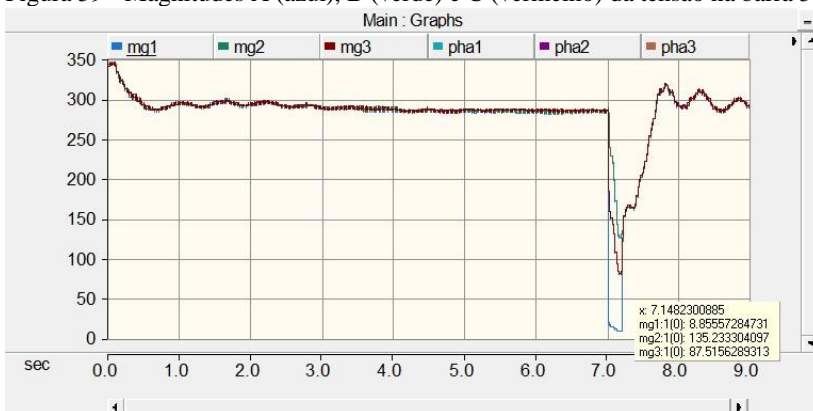


Figura 59 - Magnitudes A (azul), B (verde) e C (vermelho) da tensão na barra 5



Com a microrrede isolada, observa-se que as tensões nas fontes se estabilizaram em aproximadamente 0,8 pu, com excessão do gerador síncrono, que ficou um pouco acima de 0,9 pu. Apresentando formas de ondas semelhantes entre elas, diferenciando-se apenas na intensidade da falta, sendo o pior caso no gerador DFIG (fonte mais próxima da falta) chegando a atingir um valor menor que 0,3 pu.

Figura 60 - Tensão no painel solar da barra 2 (superior) e do gerador eólico (inferior), caso isolado da rede elétrica

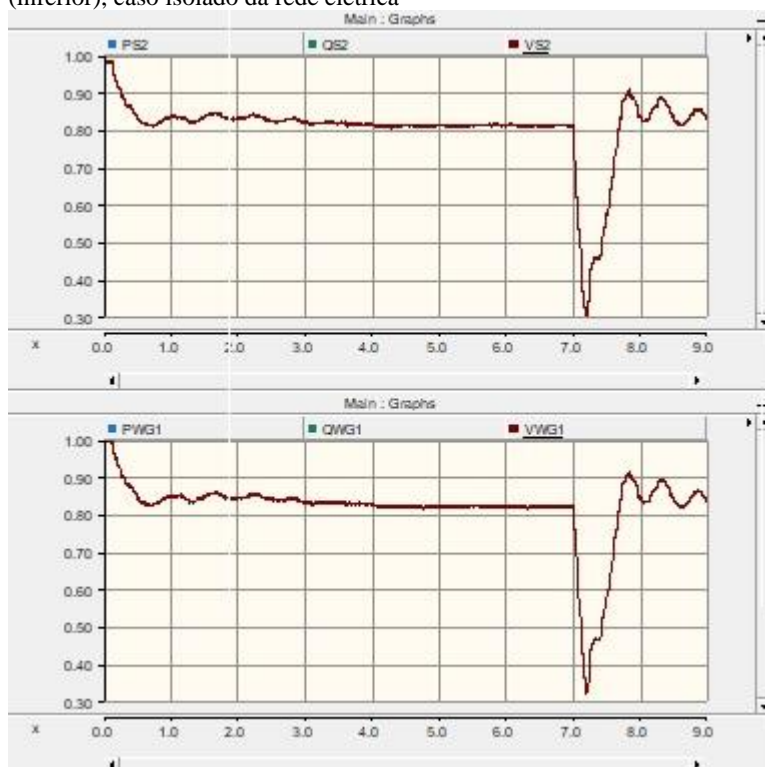


Figura 61 - Tensão no painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso isolado da rede elétrica

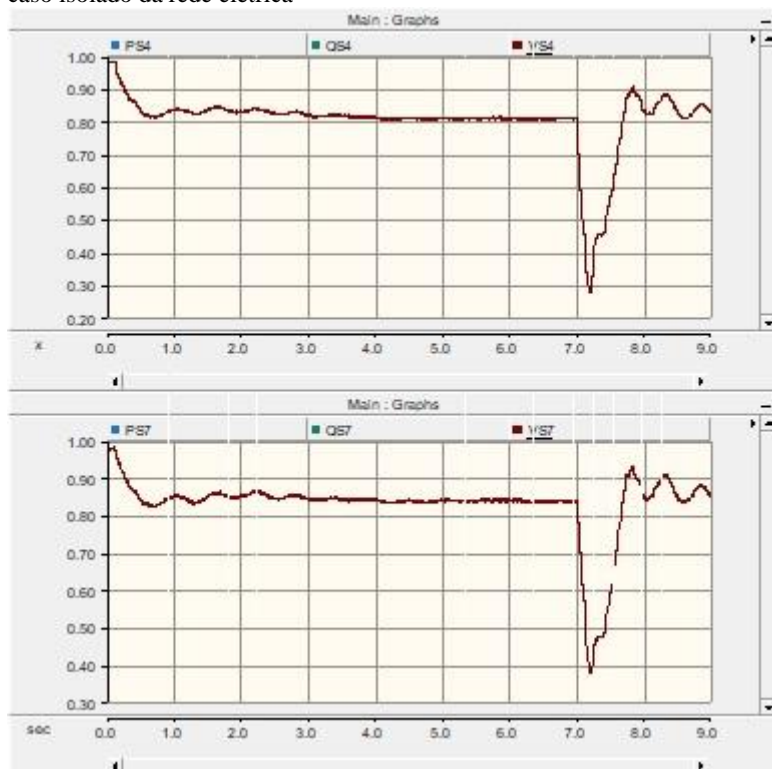
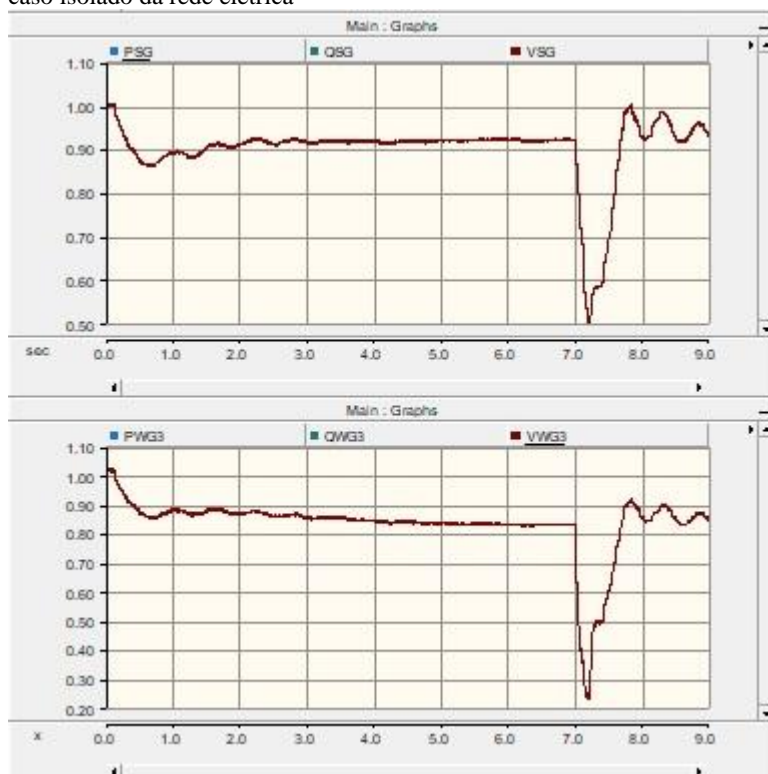




Figura 62 - Tensão no gerador síncrono (superior) e no gerador DFIG (inferior), caso isolado da rede elétrica



Nas figuras 63 e 64, nota-se que o isolamento da microrrede da rede elétrica principal, não alterou o comportamento do gerador eólico. Porém, a microrrede, como um todo, se desestabilizou com o ilhamento. Como resultado, o gerador síncrono passou a assumir o papel de fonte principal do sistema, gerando uma potência muito acima da sua nominal, devido ao alto crescimento de sua potência reativa. Os painéis solares também superaram seus valores de potência nominal, porém, ao contrário do gerador síncrono, passaram a consumir a potência reativa do sistema, principalmente, o painel solar localizado na barra 7 (barra mais próxima ao gerador síncrono). O gerador DFIG apresentou apenas uma pequena queda na sua potência ativa e um pequeno aumento na sua potência reativa, mas manteve dentro do seu valor de potência nominal.

Figura 63 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 2 (superior) e gerador eólico (inferior), caso isolado da rede elétrica

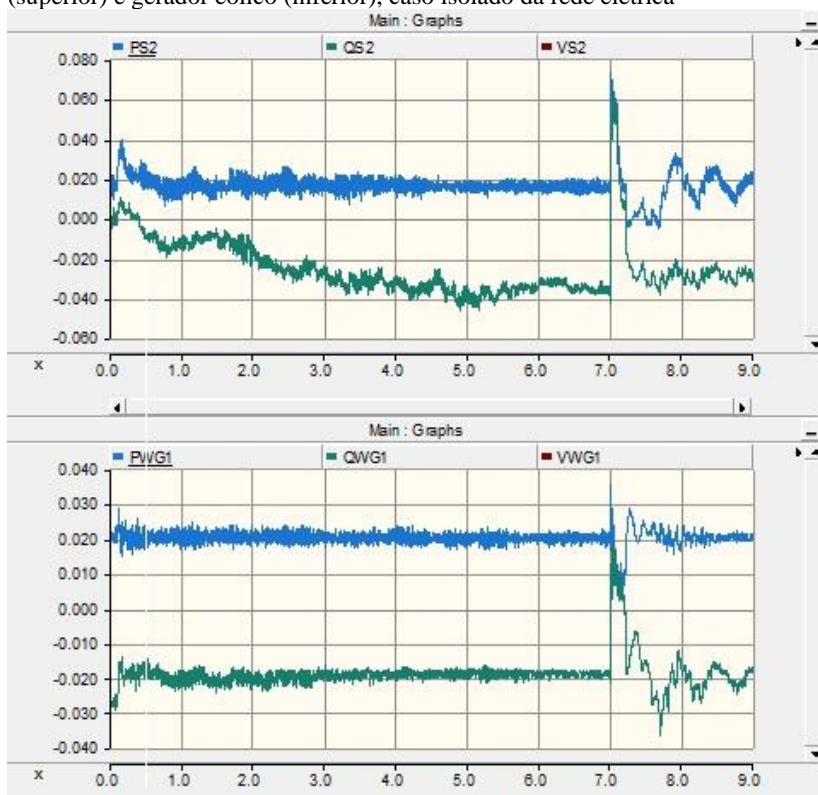


Figura 64 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do painel solar da barra 4 (superior) e da barra 7 (inferior), caso isolado da rede elétrica

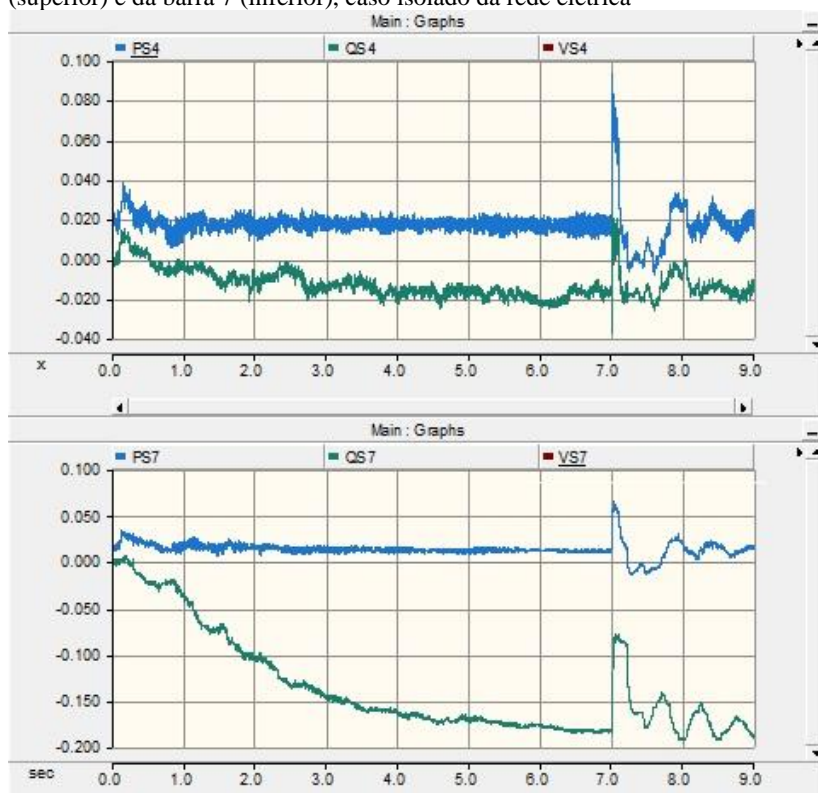
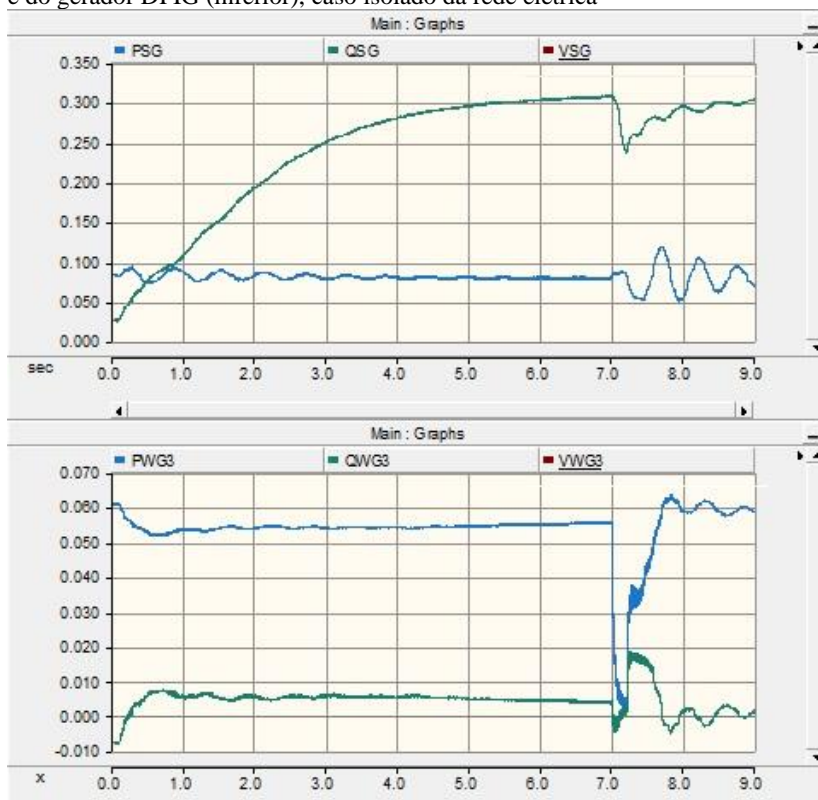


Figura 65 - Potência ativa (azul) e reativa (verde) do gerador síncrono (superior) e do gerador DFIG (inferior), caso isolado da rede elétrica



As figuras 66 e 67, representam as magnitudes e as fases da corrente na linha de transmissão entre as barras 4 e 5, respectivamente. O isolamento da microrrede da rede elétrica principal, proporcionou uma queda significativa na magnitude da corrente na linha de transmissão entre as barras 4 e 5 (local da falta) no momento da falta. Atingiu-se o valor de 599 A, menor valor comparado com os casos anteriormente descritos.

As figuras 58 e 67, mostram que mesmo com o ilhamento, o sistema se manteve equilibrado em relação a defasagem entre as fases. Assim como no caso 4, o caso atual apresenta inversão do sentido da corrente nas fases A e C da linha de transmissão entre as barras 4 e 5, devido aos mesmos motivos já apresentados no caso 4.

Figura 66 – Magnitude A (azul), B (verde) e C (vermelho) da corrente entre as barras 4 e 5

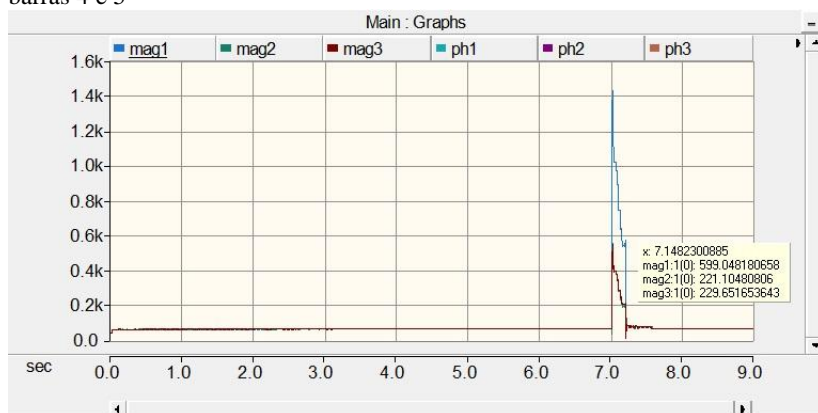
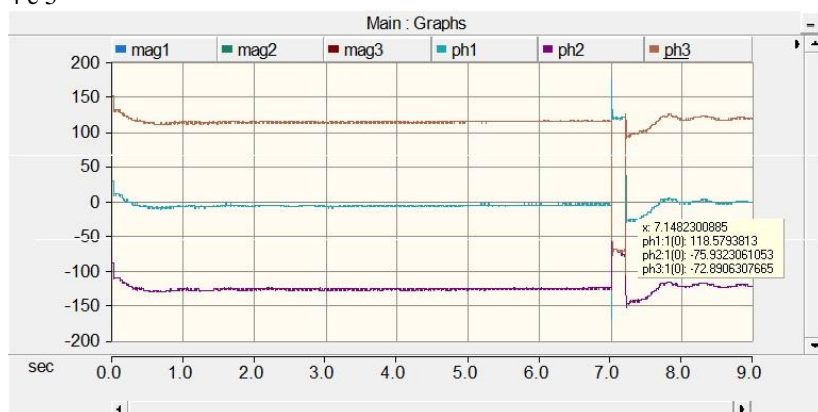


Figura 67 - Fases A (verde), B (roxo) e C (marrom) da corrente entre as barras 4 e 5



## 6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nesse capítulo foram descritos os resultados relativos à simulação da microrrede conectada à rede elétrica principal no período diurno e noturno e simulação da microrrede isolada da rede elétrica principal no período diurno. Todas com o objetivo de observar o comportamento dinâmico da microrrede antes, durante e depois da ocorrência da falta.

No que diz respeito as simulações no período diurno, são apresentados quatro casos de diferentes aplicações da falta. Nota-se com

os resultados obtidos que a barra 2 tem uma maior importância para o sistema, pois, quando tal barra sofre uma falta, todo o sistema sofre consequências da perturbação. Enquanto que, na ocorrência de uma falta em outra barra, somente as fontes conectadas a ela (e mais próximas) sofrem alterações significantes.

As simulações no período noturno mostraram um comportamento similar com as simulações no período diurno, com uma menor intensidade nas alterações no período de falta, devido à ausência dos painéis solares no sistema.

A simulação com a microrrede isolada da rede elétrica principal, apresentou uma queda na tensão das fontes de energia, estabilizando entre 0,8 e 0,9 pu (dependendo da fonte). No momento da falta, o ilhamento da microrrede resultou no menor nível de tensão na barra e de corrente na linha de transmissão onde ocorreu a falta. Isso ocorreu pois a rede elétrica principal passa a não mais fornecer corrente para o curto-circuito ocorrido. Porém, devido a falta de controladores nas cargas e fontes de energia e para uma melhor coordenação do sistema, o ilhamento tornou o sistema instável. Os aspectos de controle da microrrede não foram considerados nesse trabalho. Para uma melhor análise do caso isolado, faz-se necessário um melhor ajuste do modelo, através da definição de um novo ponto de operação das unidades geradores e redução de cargas.

Para a análise do sentido da corrente no período em que ocorre a falta, foram utilizados os dados apresentados na tabela 10 do apêndice A.

## 7 CONCLUSÕES

O desenvolvimento do trabalho ocorre em momento de crescente pesquisa e desenvolvimento na área de microrredes. Diante deste cenário, o trabalho de pesquisa realizado neste trabalho visa a análise de microrredes operando tanto em modo interligado quanto em modo isolado.

Entretanto, ainda há muitos desafios que devem ser melhor estudados em trabalhos futuros, tais como os descritos na Seção 6.1. Pelos resultados das simulações no domínio do tempo, fica claro que a simulação em modo isolado deve ser melhorada, devido a instabilidade apresentada no gerador síncrono, pois esta fonte passa a ser a alimentação principal do sistema. A falta trifásica aplicada na barra 2, caso 3, também foi outra situação que apresentou uma instabilidade em uma fonte de GD, no caso o gerador eólico DFIG, apresentando um grande aumento em sua tensão na segunda metade do período de falta. O caso 5 se mostrou muito similar ao caso 2 no comportamento do sistema como um todo. Porém, a ausência dos painéis fotovoltaicos proporcionou uma forma de onda mais suave no gráfico da fase da corrente (figura 57). Tal fato pode ter auxiliado na não inversão do sentido da corrente nesse caso, já que no caso 2 ocorre a inversão do sentido dessa corrente na fase C. O caso 4 demonstrou ter as menores consequências para o sistema devido à localização da falta ser no final de uma ramificação, ficando, assim, distante das demais fontes da microrrede.

Outro resultado importante deste trabalho é a análise do sentido das correntes nas linhas de transmissão onde ocorrem as faltas. Fato analisado através da comparação das fases da tensão e da corrente no período de pré-falta e no período de falta (tabela 10). Dos seis casos simulados nesse trabalho, em apenas dois não ocorreu a inversão no sentido da corrente (caso 3 e caso 5). Nos demais casos, ocorre a inversão do sentido da corrente, contudo não em todas as fases necessariamente. No caso 1, há inversão nas fases A, B e C; no caso 2, há inversão na fase C; no caso 4 há inversão nas fases A e C e, no modo isolado, há inversão nas fases A e C.

Por fim, é possível afirmar que este trabalho apresenta o desenvolvimento de um modelo de microrrede que poderá ser de grande utilidade em trabalhos futuros nesta área.

## 7.1 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Evidentemente, o estudo desenvolvido neste trabalho de conclusão de curso não esgota os temas de pesquisa e desenvolvimento em microrredes. Muito pelo contrário, um de seus principais objetivos é a proposição e o desenvolvimento de um modelo de microrrede que possa ser utilizada futuramente para novos estudos nessa área. Alguns tópicos pertinentes no contexto de microrredes e que merecem atenção em trabalhos futuros são listados a seguir:

- Análise mais aprofundada do funcionamento dos blocos do PSCAD que representam os painéis fotovoltaicos, o gerador síncrono e o gerador eólico DFIG;
- Ajuste adequado do modelo, incluindo o redespacho das fontes, para definir uma melhor condição de operação no modo ilhado;
- Utilização de controladores para uma melhor coordenação e funcionamento do sistema.



## REFERÊNCIAS

- [1] <https://www.enel.com.br/pr/quemsomos/iniciativas/archive/d2017-projeto-microrredes-inteligentes-traz-inovao-para-o-mercado-de-energia-brasileiro.html>.
- [2] ALCÂNTARA, Márcio Venício Pilar. Microrredes inteligentes: um novo modelo de negócio para a distribuição de energia elétrica. **O Setor Elétrico**, São Paulo, v. 7, n. 71, p.36-45, fev. 2012. Disponível em: <[http://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71\\_fasc\\_smart\\_grids\\_cap7.pdf](http://www.osestoreletrico.com.br/wp-content/uploads/2012/02/Ed71_fasc_smart_grids_cap7.pdf)>. Acesso em: 30 maio 2018.
- [3] S. CHOWDHURY; S.P. CHOWDHURY; P. CROSSLEY. *Microgrids and Active Distribution Networks*. London: The Institution Of Engineering And Technology, 2009. 320 p.
- [4] PINTOS, Leandro de Marchi. **SISTEMA DE PROTEÇÃO DIRECIONAL PARA MICRORREDES COM SOMENTE MEDIÇÃO DE CORRENTE**. 2014. 203 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2014. Cap. 1. Disponível em: <[http://www.academia.edu/10522152/SISTEMA\\_DE\\_PROTEÇÃO\\_DIRECIONAL\\_PARA\\_MICRORREDES\\_COM\\_SOMENTE\\_MEDIÇÃO\\_DE\\_CORRENTE](http://www.academia.edu/10522152/SISTEMA_DE_PROTEÇÃO_DIRECIONAL_PARA_MICRORREDES_COM_SOMENTE_MEDIÇÃO_DE_CORRENTE)>. Acesso em: 14 jun. 2017.
- [5] HELDWEIN, Marcelo Lobo. **Introdução à proteção de redes ativas de distribuição**: Florianópolis: Ufsc, 2012. Color. Disponível em: <<http://heldwein.prof.ufsc.br/files/2012/09/Aula-07-Intro-a-sistemas-de-protecao-em-RAD.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2017.
- [6] STEWART, Emma M.; VON MEIER, Alexandra. Phasor Measurements for Distribution System Applications. In: LIU, Chen-ching; MCARTHUR, Stephen; LEE, Seung-jae. **Smart Grid Handbook**. Hoboken: Wiley-blackwell, 2016.

[7] EHRENSPERGER, Juliana Gubert. **Sistemas de Medição Fasorial: Estudo e Análise do Estado da Arte**. 2003. 50 f. Monografia (Especialização) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2003. Disponível em: <<http://www0.fee.unicamp.br/cursos/ET720/Cap-1-Apoio/UFSC-monografia.pdf>>. Acesso em: 14 jun. 2017.

[8] MARANGONI, Filipe. **INVERSORES MONOFÁSICOS PARA CONEXÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS À REDE**. 2012. 103 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná, Pato Branco, 2012. Cap. 1. Disponível em: <[http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/404/1/PB\\_PPGEE\\_M\\_Marangoni\\_Filipe\\_2012.pdf](http://repositorio.utfpr.edu.br:8080/jspui/bitstream/1/404/1/PB_PPGEE_M_Marangoni_Filipe_2012.pdf)>. Acesso em: 25 jun. 2017.

[9] Schwaegerl, C. and Tao, L. (2013) The Microgrids Concept, in Microgrids: Architectures and Control (ed N. Hatzargyriou), John Wiley and Sons Ltd, Chichester, United Kingdom.

[10] MENDONÇA, Lucas Paulis. **Introdução às microrredes e seus desafios**. 2011. 78 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011. Cap. 4.

[11] RESE, Leonardo. **MODELAGEM, ANALISE DE ESTABILIDADE E CONTROLE DE MICRORREDES DE ENERGIA ELÉTRICA**. 2012. 256 f. Dissertação (Mestrado) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2012.

[12] DONDI, P.; BAYOUMI, D.; HAEDERLI, C.; JULIAN, D.; SUTER, M. Network Integration of Distributed Power Generation. *Journal of Power Sources*, v. 106, p. 1 – 9, 2002.

[13] ACKERMANN, T.; KNYAZKIN, V. Interaction Between Distributed Generation and the Distribution Network: Operation Aspects. In: *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition 2002: Asia Pacific*. [S.l.: s.n.], 2002. V. 2, p. 1357 – 1362.

[14] <https://hvdc.ca/knowledge-base/read,article/230/distributed-generation-example-1/v>:

[15] <https://hvdc.ca/webhelp/ol-help.htm>

[16] <https://hvdc.ca/knowledge-base/read,article/176/grid-connected-photovoltaic-system/v>:

## APÊNDICE A – Dados do sistema proposto

Tabela 2 – Dados das linhas

De	Para	Comprimento [m]	Impedância [ $\Omega$ /m]	Capacitância [ $M\Omega \cdot m$ ]
2	3	68,58	$1,01613E-3 + j9,54797E-4$	273,5448
2	6	68,58	$5,3705E-4 + j9,60937E-4$	273,5448
4	5	68,58	$1,01613E-3 + j9,54797E-4$	273,5448
6	7	22,86	$1,01614E-3 + j9,54817E-4$	273,5448
7	8	68,58	$1,01613E-3 + j9,54797E-4$	273,5448
DFIG	5	2000	$0,178159E-4 + j0,31388E-3$	273,5448

Tabela 3 – Dados dos transformadores

De	Para	Conexão	Vnom [V]	Snom [Kv]
1	2	Y/Y	600/600	500
2	4	Y/Y	600/600	112,5
DFIG	5	Delta/Y	25000/600	200

Tabela 4 – Dados das cargas de dia

Nome	Barra	Pd [kW]	Qd [kvar]	Fator de Potência
LD2	2	40	0	1
LD4	4	40	10	0,97
LD6	6	60	20	0,95
LD7	7	40	10	0,97

Tabela 5 – Dados das cargas de noite

Nome	Barra	Pd [kW]	Qd [kvar]	Fator de Potência
LD2	2	10	0	1
LD4	4	10	2,5	0,97
LD6	6	15	5	0,95
LD7	7	10	2,5	0,97

Tabela 6 – Dados do gerador eólico

Potência aparente nominal	25 kVA
Tensão nominal de linha	600 V
Frequência angular	60 Hz
Momento angular de inércia	1,7267 s
Amortecimento mecânico	0 pu

Tabela 7 – Dados do gerador eólico DFIG

Potência aparente nominal	100 kVA
Tensão nominal de linha	600 V
Frequência angular	60 Hz
Momento angular de inércia	1,7267 s
Amortecimento mecânico	0 pu

Tabela 8 – Dados do gerador síncrono

Tensão RMS nominal de fase	346 V
Corrente RMS nominal de linha	120 A
Frequência angular	60 Hz
Constante de inércia	4 s
Resistência série neutro	0 pu
Magnitude da tensão no terminal no instante $t = 0s$	1 pu
Fase da tensão no terminal no instante $t = 0s$	0,015 rad

Tabela 9 – Dados do sistema fotovoltaico

Nº de módulos conectados em série por matriz	20
Nº de cadeias de módulos em paralelo por matriz	4
Nº de células conectados em série por módulo	108
Nº de cadeias de células em paralelo por módulo	4
Irradiação de referência	1000 W/m <sup>2</sup>
Temperatura da célula de referência	25 °C

Tabela 10 – Magnitude e fase da tensão e da corrente no período de falta

Fase Caso	A		B		C	
	Tensão (V)	Corrente (A)	Tensão (V)	Corrente (A)	Tensão (V)	Corrente (A)
<b>1</b>	20,99 $\angle$ -55,80°	1739,01 $\angle$ 132,44°	344,82 $\angle$ -135,84°	326,18 $\angle$ -20,61°	362,92 $\angle$ 129,71°	58,81 $\angle$ -108,41°
<b>2</b>	60,28 $\angle$ -64,05°	5593,44 $\angle$ -65,64°	298,53 $\angle$ -136,87°	116,05 $\angle$ -157,33°	222,06 $\angle$ 132,45°	171,95 $\angle$ -23,01°
<b>3</b>	43,19 $\angle$ -61,98°	4036,42 $\angle$ -64,37°	43,31 $\angle$ 177,70°	4037,25 $\angle$ 175,49°	43,14 $\angle$ 157,67°	4037,38 $\angle$ 55,64°
<b>4</b>	17,49 $\angle$ -62,16°	1186,73 $\angle$ 123,15°	401,95 $\angle$ -132,40°	349,75 $\angle$ -95,36°	325,90 $\angle$ 134,48°	155,14 $\angle$ -57,76°
<b>5</b>	53,66 $\angle$ -71,87°	5048,31 $\angle$ -72,50°	323,97 $\angle$ -119,78°	41,00 $\angle$ -120,60°	332,72 $\angle$ 116,74°	23,60 $\angle$ 163,50°
<b>Isolado</b>	8,85 $\angle$ -60,07°	599,04 $\angle$ 118,57°	135,23 $\angle$ -124,60°	221,10 $\angle$ -75,93°	87,51 $\angle$ 122,49°	229,65 $\angle$ -72,89°

